



ESCUELA DE ELECTROMECÁNICA

Carrera: Ingeniería en Mantenimiento Industrial

**PROYECTO DE GRADUACIÓN PARA OPTAR POR GRADO DE
LICENCIATURA**



**“Mejora de la disponibilidad operacional de los equipos de
protección de la red de transporte, mediante la implementación de
un RCM”**

ASESOR:

ING. JEFFREY CORDERO LEITON

ESTUDIANTE:

JUAN DIEGO CASTAING DURON

Cartago, Costa Rica 2015

INFORMACION ESTUDIANTE Y EMPRESA

Información del estudiante:

Nombre: Juan Diego Castaing Duron

Cedula: 206620418

Carne TEC: 200830965

Dirección del estudiante en tiempo lectivo: Casa esquinera contigua a las
Oficinas centrales del Periódico,
"La Nación", Tibás, San José,
Costa Rica

Dirección del estudiante en tiempo lectivo: 200m sur Autos Verama, Barrio
Santa Cecilia, Pérez Zeledón,
Costa Rica.

Teléfono celular: 86709817

Correo electrónico: pelicastaing@gmail.com

Información del proyecto:

Nombre del proyecto: "Mejora de la disponibilidad operacional de los equipos de protección de la red de transporte, mediante la implementación de un RCM"

Profesor asesor: Ing. Pablo Arias Cartin

Horario de trabajo del estudiante: Lunes a jueves: 7.00 am-5.00, viernes: 7.00 am-3.00.

Información de la empresa:

Nombre: Instituto Costarricense de electricidad

Región: Zona central

Dirección: Plantel Colima Tibás

Teléfono: 20007105

Actividad principal del lugar de práctica: Transporte y regulación de la electricidad.

Dedicatoria

A mi padre Diego Castaing y a mi madre Cecilia Duron por todo el apoyo brindado durante estos años. Sin ustedes nunca hubiera logrado este triunfo, los amo.

Agradecimientos

A mis padres por el gran esfuerzo que realizaron para poder darme el gran regalo del estudio,

A mis compañeros y amigos: Fredy Arguedas, Omar Leiton, Josué Villalobos, Kendall López, Olman Herrera, Emelis Méndez, Javier Cruz, Richard Rodríguez, Erick Garita por todo el tiempo compartido y el apoyo mostrado.

A todos los compañeros que de alguna manera me apoyaron en este logro.

Al Ing. Jeffrey Cordero por creer en mí y aceptarme como practicante y como alumno.

A los colaboradores del ICE: Eduardo Ramírez, Nelson Salazar, Elver Ledezma, Javier Rapso, Josué Zarate, Richard Montero, Esteban Jiménez, Randall Navarro, Sandra Vega, David Chavarría, Luis Calderón, Nemecio Camba, por la experiencia transmitida y tiempo compartido.

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN:	11
1.1 Antecedentes de la empresa	12
1.1.1 Reseña Histórica de la empresa	12
1.1.2 Estructura Organizacional	11
1.1.3 Misión	12
1.1.4 Valores	12
1.2 Situación actual y problemática:	13
CAPÍTULO 2	16
JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS	16
2.1 Justificación.	16
2.2 Objetivo general.	16
2.3 Objetivos específicos.	16
CAPÍTULO 3 MARCO TEÓRICO	17
3.1 Mantenimiento Centrado en Confiabilidad	17
3.1.1 Mantenimiento y RCM	17
3.1.2 Análisis RCM	18
3.1.3 Funciones y parámetros de funcionamiento:	21
3.1.4 Funciones oculta y evidente	21
3.1.5 Contexto operacional:	22
3.1.6 Dispositivos de seguridad	22
3.1.7 Fallas funcionales	23
3.1.8 Fallas ocultas	23
3.1.9 Modos de falla:	24
3.1.10 Efectos de falla	24
3.1.11 Tareas Proactivas	25
3.1.12 Acciones a falta de:	27

3.3 Método de los 17 pasos	28
3.3.1 Etapa 1: Seleccionar los equipos.....	28
3.3.2 Etapa 2: Formación del Archivo Técnico.....	28
3.3.3 Etapa 3: Estudio Técnico de las Máquinas	28
3.3.4 Etapa 4: Determinar el Nivel de Análisis	29
3.3.5 Etapa 5: Determinar los índices de funcionamiento	29
3.3.6 Etapa 6: Definir los objetivos específicos del PMP-RCM	29
3.3.7 Etapa 7: Elaboración de la Hoja de trabajo RCM	29
3.3.8 Etapa 8: Elaboración del Manual de Mantenimiento Preventivo (MMP)	30
3.3.9 Etapa 9: Determinar los Repuestos requeridos para ejecutar cada inspección	31
3.3.10 Etapa 10: Calcular la Disponibilidad para Mantenimiento Preventivo (DMP)	31
3.3.11 Etapa 11: Elaboración del Gantt Anual	32
3.3.12 Etapa 12: Organizar la Ejecución de las Inspecciones.....	33
3.3.13 Etapa 13: Definir la Estrategia de Motivación.....	33
3.3.14 Etapa 14: Calcular el Costo Total del PMP-RCM	33
3.3.15 Etapa 15: Inicio del PMP-RCM	34
3.4 Diagramas de flujo.	34
3.4 BASE DE DATOS	35
3.4.1 Modelo Entidad – Relación	35
3.4.2 Software a Utilizar.....	36
3.5 Análisis de mejorabilidad.	37
3.6 Diagrama de Ishikawa	38
3.6.1 Procedimiento.....	39
4. CAPÍTULO 5 DESARROLLO DE LAS ETAPAS DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	39

4.1 Grupo de trabajo	39
4.2 Etapa 1: Seleccionar los equipos.	40
4.2.1 Criterios de evaluación:	40
4.2.2 Resultado	46
4.3 Etapa 2: Formación del Archivo Técnico	47
4.4 Etapa 5: Estudio técnico de los equipos.....	48
4.4.1 Relé sobrecorriente:	48
4.4.2 Unidad de control.....	50
4.4.3 Equipos de alimentación y respaldo de corriente CD.	50
4.4.4 Cableado de patio.....	53
4.4.5 El contexto operacional y los errores humanos:.....	54
4.5 Etapa 4: Determinar el Nivel de Análisis	56
4.6 Etapa 5: Determinar los índices de funcionamiento	58
4.6.1. Tempo medio entre fallas del dispositivo de seguridad protector (M _{TOR}).....	58
4.6.2 Disponibilidad	58
4.6.3 Porcentaje de operaciones correctas (%OP)	58
4.6.4 Cálculo de los índices	59
4.7 Etapa 6: Definir los objetivos específicos del PMP-RCM.....	60
4.8 Etapa 7: Elaboración de la Hoja de trabajo RCM	60
4.8.1 Tareas de Mantenimiento resultado de la hoja RCM.....	65
4.8.2 Mejoras administrativas	66
4.9 Etapa 8: Elaboración del Manual de mantenimiento Preventivo.....	66
4.10 Etapa 9: determinar los repuestos requeridos para ejecutar cada inspección.....	66
4.11 Etapa 10: Calcular la disponibilidad para el mantenimiento preventivo	67
4.12 Etapa 11: Elaboración del Gantt anual.....	69
4.13 Etapa 12: Organizar la ejecución de las inspecciones	70

4.14 Etapa 13: Definir la estrategia de motivación	70
4.15 Etapa 14: Calcular el costo Total del plan de mantenimiento	70
4.15.1 Costos del PMP	70
4.15.2 Beneficios del PMP	71
4.15.3 Relación Beneficio/costos	72
4.16 Etapa 15: inicio del programa de mantenimiento preventivo	73
CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	74
5.1 Conclusiones	74
5.2 Recomendaciones	74
6. Bibliografía	75
7. Apéndices	77
7.1 Análisis mejorabilidad	77
7.2 Hojas de Trabajo RCM.....	94
7.3 Manuales de mantenimiento	103
7.4 Flujogramas	104
8. anexo: Formación del archivo técnico	108
9. Anexo: Carta de entendimiento	109

Índice Tablas

Tabla 1: Preguntas RCM.....	18
Tabla 2: Grupo de trabajo RCM AMPC	39
Tabla 3: Criterios frecuencia operación anual.	41
Tabla 4: : Criterios costos de reparación. Fuente:	42
Tabla 5: : Criterios energía no servida.....	43
Tabla 6: Criterios tipo de cliente.	44
Tabla 7: Criterios daño a la imagen.....	45
Tabla 8: Criterios seguridad operativa.....	45
Tabla 9: Información obtenida de la bitácora:	59
Tabla 10: Tareas equipos protección y control.	65
Tabla 11: Tareas equipos de alimentación y respaldo de corriente directa CD.	65
Tabla 12: Repuestos necesarios para MMP.....	67
Tabla 13: Tiempo necesario para las actividades del MMP a los Equipos de alimentación y respaldo de corriente directa.	68
Tabla 14: Tiempo necesario para las actividades del MMP a los equipos de protección y control.	68
Tabla 15: Costos MMP protección.	71
Tabla 16: Costos MMP CD.....	71
Tabla 17: Beneficios del PMP protección	72

Índice Ilustraciones

Ilustración 1: Estructura organizacional del ICE.	11
Ilustración 2: Típico grupo de revisión	20
Ilustración 3: Curva PF	26
Ilustración 4: Formato Hoja RCM	30
Ilustración 5: Simbología flujogramas	34
Ilustración 6. Formato análisis mejorabilidad	37
Ilustración 7: Diagrama Ishikawa.....	38
Ilustración 8: Resultados Análisis mejorabilidad.....	46
Ilustración 9: Cableado protección	54
Ilustración 10: Ejemplo parámetros Relé.....	55
Ilustración 11: Nivel de análisis Modulo Línea de distribución.	56
Ilustración 12: Nivel de análisis Modulo transformador.....	57
Ilustración 13: Diagrama Ishikawa: Bahía control.	61
Ilustración 14: Diagrama Ishikawa: Relé sobrecorriente.....	62
Ilustración 15: Diagrama Ishikawa: Caja intermedia.	62
Ilustración 16: Diagrama Ishikawa: Equipos de alimentación y respaldo CD... ..	63
Ilustración 18: Ejemplo llenado Hoja RCM.I	64
Ilustración 19: Gantt Anual.	69

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN:

La función principal de un sistema de protecciones es que cuando se presente una falla en algún equipo conectado al servicio eléctrico ésta sea liberada en el menor tiempo posible, mediante la desconexión del menor número de elementos más cercanos a la falla. Es necesario, que satisfaga, sea: fiable, seguro, selectivo, rápido, simple y económico.

La falla de alguna protección sea porque no opera cuando debe hacerlo o por que opera cuando no debe hacerlo, esto afecta al sistema eléctrico de diferentes maneras como la desconexión de un mayor número de elementos, un retardo en la operación de los mismos, energía no servida, hasta el colapso del sistema eléctrico.

Para implementar este proyecto se pretende impactar en la disponibilidad operacional de los equipos de protección mediante la elaboración de un plan de mantenimiento preventivo (PMP) basado en RCM que permita estandarizar el manteamiento de estos activos. Asimismo se desarrollara una base de datos que permita gestionar la información generada en cada tarea que se realice.

En la situación actual, es muy conveniente el desarrollo de este proyecto ya este pretende ser una base para la implementación del RCM en los demás módulos a cargo del departamento del área Protección, Control , Medición y en caso de que éste no se desarrollara se continuarían utilizando las técnicas de mantenimiento vigentes que si bien son efectivas no abarcan de una manera integral la gestión del mantenimiento.

1.1 Antecedentes de la empresa

1.1.1 Reseña Histórica de la empresa

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) fue creado por el Decreto - Ley No.449 del 8 de abril de 1949. Su creación fue el resultado de una larga lucha de varias generaciones de costarricenses que procuraron solucionar, definitivamente, los problemas de la escasez de energía eléctrica presentada en los años 40 y en apego de la soberanía nacional, en el campo de la explotación de los recursos hidroeléctricos del país. Como objetivos primarios del ICE es desarrollar, de manera sostenible, las fuentes productoras de energía existentes en el país y prestar el servicio de electricidad.

Además, con el devenir del tiempo, ha evolucionado como un grupo de empresas estatales, integrado por el ICE (Sectores Electricidad y Telecomunicaciones) y sus empresas: Radiográfica Costarricense S.A. (RACSA) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), las cuales, han trazado su trayectoria, mediante diversos proyectos de modernización desarrollados en las últimas décadas.

Unidad estratégica de negocios: Transporte de electricidad

En 1997 se da una re-estructuración en el I.C.E. Ésta consiste en dividir ICE-Electricidad e ICE-Telecomunicaciones., en Unidades Estratégicas de Negocios, a cada una de estas U.E.N.S., se dio cierto consentimiento, en lo que se refiere a su gestión técnico administrativa y financiera. La U.E.N.-T.E, que es la dependencia a la que pertenece el área Protección, Control y Medición es origen de esta re-estructuración y es conocida como Unidad Estratégica de Negocios-Transporte de Electricidad

Área Protección y Medición:

Las actividades propias del Área de Protección y Medición buscan asegurar la correcta operación y el mejoramiento continuo de los sistemas que protegen los diferentes elementos de los módulos que conforman una subestación eléctrica. También, se procura asegurar la correcta puesta en marcha de los sistemas que protegen, controlan y miden los diferentes elementos de los módulos que conforman una subestación eléctrica. Esto con el objetivo de garantizar la calidad y disponibilidad del servicio que se ofrece tanto a los clientes de generación eléctrica, como a las distintas empresas distribuidoras.

Objetivos del área:

Mantener en funcionamiento los equipos de protección, control, medición y, auxiliares, instalados en las obras a cargo (subestaciones de la zona central del país), ello a través del mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, se permite con ello la continuidad del suministro de energía a los clientes finales y garantizando la confiabilidad de la red eléctrica.

1.1.2 Estructura Organizacional

ORGANIZACIÓN GENERAL DEL GRUPO ICE

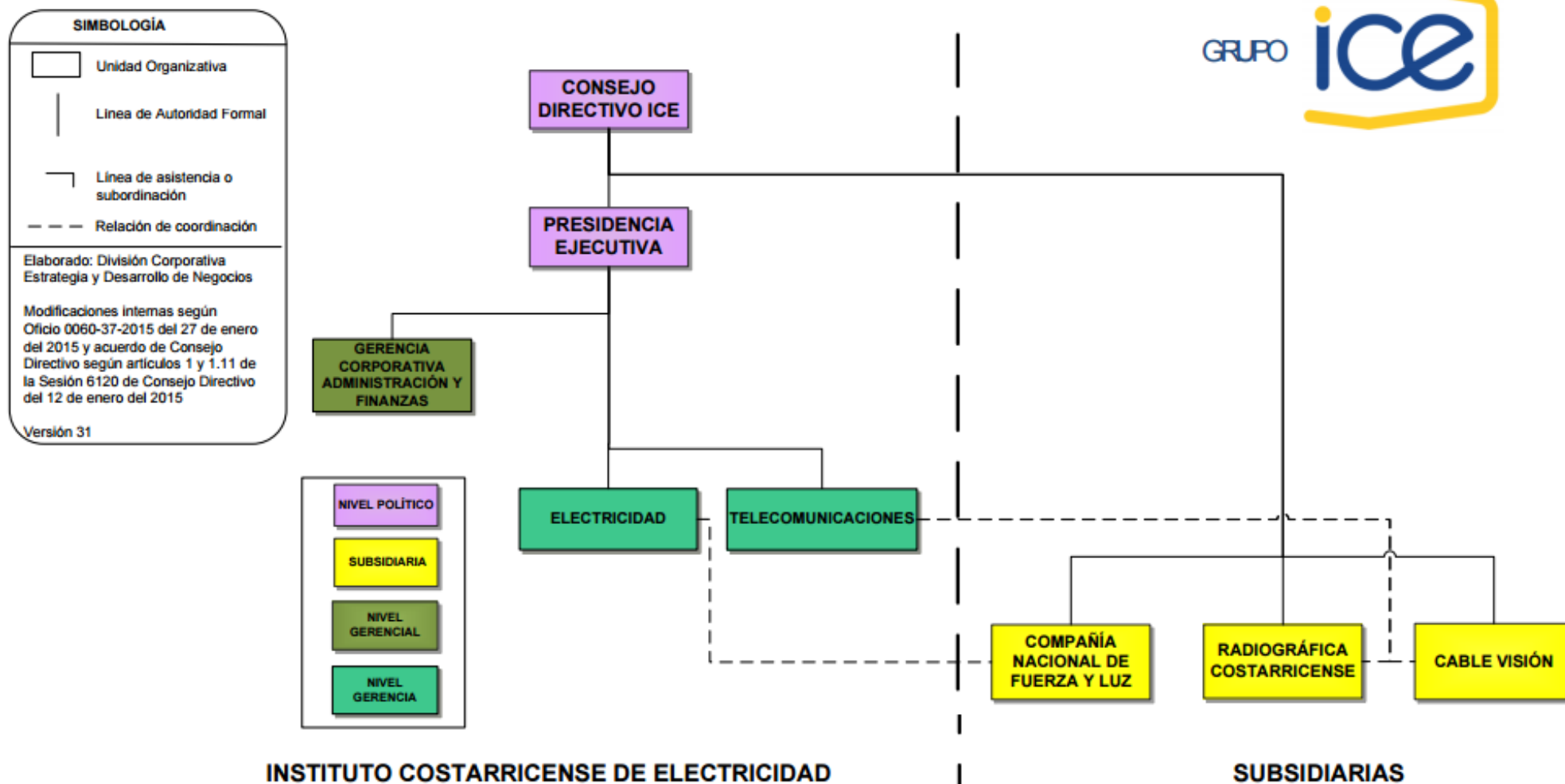


Ilustración 1: Estructura organizacional del ICE. (Fuente: www.grupoice.com.)

1.1.3 Misión

Somos la Corporación propiedad de los costarricenses, que ofrece soluciones de electricidad y telecomunicaciones, contribuyendo con el desarrollo económico, social y ambiental del país.

1.1.4 Visión

Ser una Corporación líder, innovadora en los negocios de electricidad y telecomunicaciones en convergencia, enfocada en el cliente, rentable, eficiente, promotora del desarrollo y bienestar nacional, con presencia internacional.

1.1.4 Valores

El Consejo Directivo en la Sesión 6114 del 12 de noviembre del 2014 acordó conservar los valores que han identificado a la Institución en el desempeño de sus labores:

Integridad

- Para desarrollar nuestro trabajo de acuerdo con los principios de transparencia, justicia, confiabilidad, honestidad y respeto.
- Para ser leales a la institución y a nuestros clientes.
- Para rechazar las influencias indebidas y los conflictos de interés.
- Para ser consecuentes, entre lo que se dice y lo que se hace.
- Para administrar responsablemente, los bienes institucionales.
- Para actuar de conformidad con la normativa nacional e institucional.

Compromiso

- Con la satisfacción de las necesidades y expectativas de nuestros clientes internos y externos.
- Con el desarrollo económico y social de país.
- Con la calidad de vida de los habitantes del país.
- Con el medio ambiente.

- Con el trabajo bien realizado y los objetivos de ICE.

Excelencia

- En el suministro de un servicio oportuno, confiable y de calidad.
- En la búsqueda y aplicación de nuevas tecnologías para beneficio de nuestros clientes.
- En la aplicación de las mejores prácticas técnicas y administrativas.
- En la atención al cliente.
- En el desarrollo integral del factor humano.
- En la gestión de los recursos institucionales.

1.2 Situación actual y problemática:

Actualmente, el Área de medición y protección central se encuentra a cargo de la atención de los equipos instalados en las subestaciones:

Caja, Belén, Alajuelita, Lindora, Tarbaca, Desamparados, Escazú, Colima, Heredia, Anonos, San Miguel, Sabanilla, Coronado, El este, Toro, Peñas Blancas, Ciudad Quesada, Cariblanco, Garita, Coco, Naranjo, Poas, Venecia.

A su vez cada subestación está conformada por módulos, los cuales, son:

- Módulo de líneas de transporte.
- Módulo de líneas de distribución.
- Módulo de barra
- Módulo de transformador
- Módulo de autotransformador
- Módulo de banco de capacitores
- Módulo de enlace

Cada uno de estos módulos consta de equipos de conexión-desconexión, elementos de que transmiten, transforman o regulan, órganos de medición (TC's y TP's), y finalmente, los elementos de control, protección y medición que están a cargo de esta Área.

Para el mantenimiento de las subestaciones y estos módulos las tareas de mantenimiento se dividen en las siguientes categorías:

- Mantenimiento predictivo
- Mantenimiento correctivo planeado
- Mantenimiento correctivo no planeado

En cada una de estas categorías se cuenta con una lista de tareas con una explicación muy general de lo que se debe hacer.

En la actualidad, el mantenimiento que es llevado cabo es bastante eficiente; los técnicos con los que se cuenta tienen amplia experiencia, las tareas de mantenimiento correctivo planeado y predictivo se tienen proyectadas en un plan de mantenimiento anual, cuando se presenta una falla, la misma, se localiza y se envía un técnico para atenderla lo más pronto posible.

Asimismo, con respecto a la documentación se cuenta con órdenes de trabajo que son gestionadas mediante el software APIPRO.

El problema en cuestión es que existen dudas si hay tareas de mantenimiento que están mal clasificadas en las categorías mencionadas anteriormente, además, que algunos modos de falla no se encuentran documentados o no están siendo correctamente, identificados.

La mayoría de las tareas que se han estado ejecutando los últimos años, han sido prioritariamente para modernizar y sustituir los equipos, por la misma razón, no se han definido periodos específicos para mantenimientos rutinarios, no se lleva un registro único de las fallas encontradas, de los tiempos medios entre falla o tiempos para la misma

Además, no se cuenta con una manual de procedimiento para las tareas, por lo que se depende de la experiencia de los técnicos y en caso de que se sustituya alguno no existe alguna manera de trasmitirla.

Otra problemática que se presenta es que los tres coordinadores de la región central realizan por separado los planes de mantenimiento, lo que produce, como resultado que tareas de mantenimiento que en sí, son lo mismo tengan nombres diferentes y clasificación distinta con respecto a los planes de los otros coordinadores de área, esto provoca que sea muy difícil llevar un control preciso de las tareas que se realizan impidiendo que se pueda dar una trazabilidad a las tareas de mantenimiento.

CAPÍTULO 2

JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS

2.1 Justificación.

2.2 Objetivo general.

Mejorar la confiabilidad operacional de los equipos de protección, medición y control de la UEN TE mediante la implementación de un programa de mantenimiento basado en confiabilidad, según, la norma SAE JA-1011 y SAE JA 10-12.

2.3 Objetivos específicos.

- Seleccionar los equipos más críticos y desarrollar el proceso RCM
- Elaborar un manual de mantenimiento basado en RCM para los equipos seleccionados
- Elaborar una base de datos para mantenimiento en Microsoft Access.

CAPÍTULO 3 MARCO TEÓRICO

3.1 Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

3.1.1 Mantenimiento y RCM

En el ámbito de la ingeniería cuando se refiere al mantenimiento existen dos elementos claves para cualquier activo físico; la capacidad de éste de ser mantenido y a su vez de ser modificado. Los diccionarios más importantes definen mantener; como *causar que continúe* (Oxford) o *conservar su estado existente* (webster) o *conservar cada cosa en su ser* (RAE) (Moubray p6), estas definiciones nos dan una noción, que mantener significar salvaguardar “algo”. Esto nos lleva a preguntarnos ¿Qué es lo que se quiere preservar?, esta pregunta se responde desde el punto de vista del usuario si se asume que cada activo fue adquirido por alguna razón o sea que cumpla una función o ciertas funciones específicas, por lo que el concepto, de mantenimiento se define de la siguiente manera:

Mantenimiento: Asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo que sus usuarios quieren que hagan. (Moubray 2000)

En la definición anterior no toma en cuenta los requerimientos del usuario; esto se refiere a cómo y dónde se utilice el activo en cuestión (contexto operacional) ya que, un activo aunque físicamente, pueda ser igual a otro pero mantenimiento dependerá de este contexto operacional, Esto lleva a la siguiente definición formal del investigador, John Moubray que se encuentra en el libro *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad*.

Mantenimiento centrado en confiabilidad:

Un proceso utilizado para determinar que, es necesario, para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quiere que instituya en su contexto operacional.

3.1.2 Análisis RCM

El RCM como regla general formula siete preguntas fundamentales orientadas de tal forma que constituyen dos etapas diferentes. La primera etapa formada por las cuatro primeras preguntas, define y determinan aspectos técnicos del equipo, la forma de cómo y por qué éste deja de ser útil y que ocurre cuando se da un evento que cause la falla funcional del activo. La siguiente etapa formada por las últimas tres preguntas se encargan de definir qué importancia tiene en la organización la falla funcional del activo, cuál es la mejor política de manejo de falla (acciones proactivas), y las acciones alternativas en caso de no encontrar una tarea de mantenimiento efectiva (acciones a falta de).

pregunta	descripción	Tópico
1	¿Cuáles son las funciones y parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?	Establece objetivos, define el problema y recoge la información básica
2	¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?	
3	¿Cuál es la causa de cada funcional?	
4	¿Qué sucede cuando ocurre cada falla	
5	¿En qué sentido es importante cada falla?	Consecuencias de la falla
6	¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?	Estrategias de mantenimiento
7	¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?	

Tabla 1: Preguntas RCM (Fuente: Elaboración propia MS Excel)

La filosofía RCM se basa en:

- Evaluación de los componentes de los equipos, su estado y su función.
- Identificación de los componentes críticos.
- Aplicación de las técnicas de mantenimiento proactivo y predictivo.
- Chequeo en sitio y en operación del estado estructural y funcional de los elementos, mediante revisión y análisis permanentes.

Y los resultados esperados del RCM si éste se desarrolla de manera correcta son:

- Planes de mantenimiento a ser realizados por el departamento de mantenimiento.
- Procedimientos de operación revisados.
- Rediseños que es necesario hacer al activo físico, o la manera en que es operado.

3.1.2.1 Grupo de trabajo

Las preguntas planteadas en el proceso RCM no son contestadas por una sola persona, para esto se necesita colaboradores con diferentes especialidades o puestos, ya que, cada uno de ellos dan una visión muy diferente a los que los ofrecen expertos de otras áreas.

Además, las personas que participen en este de grupo, es obligatorio, sean capaces de trabajar en grupo y transmitir su conocimiento a los demás compañeros mediante una sana comunicación. La parte humana es de suma importancia para llevar un proceso y si está dispuesta a colaborar de buena manera el proceso RCM éste puede ser una experiencia sumamente,

enriquecedora tanto en el aspecto de conocimiento técnico así como en la parte social.



Ilustración 2: Típico grupo de revisión (Fuente: Tomada de Moubray pag.17)

3.1.2.2 Facilitador

Así como existen especialistas de cada una de las áreas que engloba al activo debe existir un especialista en RCM, éste es el Facilitador y su rol es asegurar que:

“El análisis RCM se lleve a cabo con nivel correcto, que los sistemas sean claramente definidos, que ningún ítem sea pasado por alto, y que los resultados del análisis sean debidamente, registrados”.

- *RCM sea claramente comprendido y correctamente aplicado por parte de los miembros del grupo*
- *El grupo llegue al consenso en forma rápida y ordenada, manejando el entusiasmo individual de los miembros*
- *El análisis progrese razonablemente, rápido y termine a tiempo.*

Tomado de Moubray (2000).

3.1.3 Funciones y parámetros de funcionamiento:

Para determinar lo que se debe hacer para que un activo siga haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional primero se define qué es lo que el usuario espera de ese equipo realice (función) y el cómo quiere que lo haga (parámetro de funcionamiento), la metodología RCM divide las funciones en primarias y secundarias. La norma SAE JA 1012 establece que las primarias del activo son la razón de la adquisición del equipo, estas funciones normalmente, van asociadas a parámetros como volumen de producción, capacidad de carga, velocidad. Una definición completa de una función consiste en un verbo un objeto y el estándar de funcionamiento deseado por el usuario (Moubray 2000).

Las funciones secundarias, son las que el usuario espera que cumpla aparte de las primarias, el autor Moubray en su libro..... las divide en las siguientes categorías:

- Ecología-integridad ambiental
- Seguridad/ integral estructural
- Control/contención/confort
- Apariencia
- Protección
- Eficiencia/economía
- Funciones superfluas

3.1.4 Funciones oculta y evidente

Una función oculta es aquella cuya falla no se hará evidente a los operarios bajo circunstancias normales, si se produce por sí sola.

3.1.5 Contexto operacional:

Es de vital importancia que las personas que se encuentren involucradas en la implantación del RCM entiendan el contexto operacional para esto deben tener muy claras las respuestas ante cuestionamientos como: ¿Qué activos son los que se van a mantener? ¿Bajo qué condiciones ambientales y físicas se encuentran? ¿En qué estado físico se encuentran? ¿Cuáles son las peores condiciones climáticas en el lugar dónde están? ¿Cuánta carga manejan y de qué tipo?, entre los más importantes. Esto conlleva a ajustar las funciones del activo a las condiciones en las cuales opera. La mejor manera de realizar lo anterior es documentando el contexto operacional como parte del proceso RCM.

El contexto no solo afecta drásticamente las funciones y las expectativas de funcionamiento, sino que también, afecta la naturaleza de los modos de falla que pueden ocurrir, sus efectos y sus consecuencias, la periodicidad con la que ocurrir y qué debe hacerse para manejarlos. Es principalmente, el contexto operacional la razón por la cual difieren los planes de mantenimiento entre activos del mismo tipo. La definición del contexto operacional incluye inicialmente: – Descripción del activo a mantener – Condiciones físicas actuales del activo – Condiciones de operación – Estándares de calidad, estándares medio ambientales y normatividad bajo la que se encuentra el activo. – Riesgos para la seguridad.

3.1.6 Dispositivos de seguridad

La función esencial de estos dispositivos es la de garantizar que las consecuencias de la falla de la función protegida sean mucho menos graves de lo que serían si no hubiera protección. Tales sistemas crean dos tipos de posibilidades de falla, las cuales, son:

- Dispositivos de protección con seguridad inherente: seguridad inherente significa que la falla del dispositivo por sí sola se hará evidente para el grupo de operarios bajo circunstancias normales.
- Dispositivos de seguridad que no cuentan con seguridad inherente: en un sistema que haya seguridad inherente, el hecho que el dispositivo sea incapaz de cumplir su función NO es evidente bajo circunstancias normales.

3.1.7 Fallas funcionales

Cuanto un activo no puede cumplir una(s) función(es) se dice que está en estado de falla pero,, como se indica anteriormente, un activo puede tener más de una función por lo que el término “falla” es limitado, ya que, éste engloba al activo como un todo y no diferencia si falla una función o varias, por esta razón es que la metodología RCM evita utilizar la palabra “falla” y define las **fallas funcionales** que según, la norma SAE JA 1012 es el *“estado en el que un activo físico o sistema no es capaz de realizar una función específica a un nivel de rendimiento desea”*. Esto debido a que el activo puede fallar de diferentes maneras, ya sea, que no cumple la función en su totalidad o la cumple con un estándar inferior al definido por el usuario.

3.1.8 Fallas ocultas

Una falla oculta se da cuando una función oculta ha fracasado, para saber si esto ha sucedido debe plantearse la siguiente pregunta: ¿Será evidente para los operadores la pérdida de función originada por este modo de falla por si solo bajo circunstancias normales? Si la respuesta es “si” se estará ante un modo de falla oculto.

3.1.9 Modos de falla:

El siguiente paso en el análisis RCM es el de identificar los modos de falla. La norma SAE JA 1011 define como modo de falla a “cualquier evento simple que pueda generar una falla funcional”.

Durante el proceso se identifican los modos de falla “razonablemente posibles y estar al tanto, de lo que ha causado cada estado de falla. Se debe incluir modos de falla que hayan ocurrido en equipos iguales o similares que operen en el mismo contexto operacional, modos de falla que actualmente, están siendo prevenidos.

El proceso de anticipar, prevenir, detectar o corregir posibles fallas, será aplicado a cada modo de falla y de ser requerido a cada causa falla.

El mantenimiento como tal debe ser manejado a este nivel por lo que “los modos de falla son enunciados con el detalle suficiente como para posibilitar la selección de una adecuada política de manejo de falla” (Moubray 2000). Pero no tanto como para perder mucho tiempo en el propio proceso de análisis. La redacción del modo de falla debe incluir un objeto (parte o elemento), un adjetivo, verbo o participio pasivo que califiquen el estado de deterioro del objeto.

Los verbos, adjetivos o participios pasivos que se utilicen para describir los modos de falla deben elegirse cuidadosamente, ya que, tienen una influencia muy fuerte en el proceso posterior de selección de políticas de manejo de falla. Se debe tener especial cuidado con expresiones como falla, rotura, mal funcionamiento de; debido a que no describen claramente, las condiciones de falla y la información es reducida.

3.1.10 Efectos de falla

El efecto de falla responde a la pregunta ¿Qué ocurre cuando se da un modo de falla? La información incluida en la descripción del efecto de falla debe ser

la necesaria para evaluar las consecuencias del modo de falla. El investigador, Moubray recomienda seguir la siguiente estructura.

- La evidencia (si la hubiera) de que ha ocurrido un fallo. Para fallas ocultas se redacta que sucedería si ocurre falla múltiple
- Cómo y de qué forma impacta el fallo en la seguridad de las personas o el medio ambiente.
- Cómo y de qué forma impacta el fallo en las ventas, producción, calidad o servicio al cliente.
- Los daños físicos causados por la falla
- Que debe hacerse para reparar la falla

3.1.11 Tareas Proactivas

Las tareas “proactivas” son las que se realizan antes de que el equipo caiga en estado de falla funcional, estas tareas se dividen en tres tipos;

Tareas de reacondicionamiento cíclicas:

Consiste en reacondicionar la capacidad de un elemento o componente antes o en el límite de edad definido, independientemente, de su condición en ese momento. Son revisiones o cambios completos hechos a intervalos preestablecidos para prevenir modos de falla específicos relacionados con la edad.

Tareas de sustitución cíclica:

Las tareas de sustitución cíclica consisten en descartar un elemento o componente antes, o en el límite de edad definida, independientemente, de su condición en ese momento.

La frecuencia de una tarea de reacondicionamiento o sustitución cíclica está determinada por la edad en la que el elemento o componente muestra un rápido incremento en la probabilidad condicional de falla.

Tareas a condición

Se llaman tareas a condición, porque, los elementos que se inspeccionan se dejan en servicio a condición de que continúen cumpliendo con los parámetros de funcionamiento especificados.

También, para que se construye la curva P-F, la cual muestra como comienza la falla, cómo se deteriora al punto en que puede ser detectada (punto “P”) y, luego, si no es detectada y corregida, continúa deteriorándose, generalmente, a una tasa acelerada hasta que llega al punto de falla funcional (“F”).

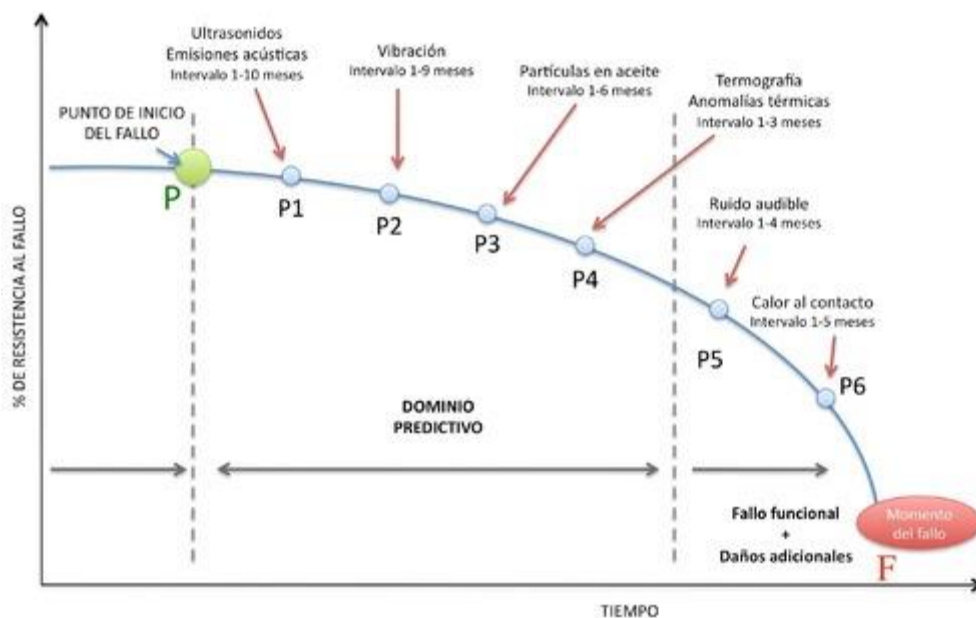


Ilustración 3: Curva PF (Fuente: Preditec.com)

El punto del proceso de la falla en el que es posible detectar si la falla está ocurriendo o si está a punto de ocurrir se conoce como falla potencial.

Para establecer si el elemento se encuentra en “falla potencial” se efectúan mediciones de algún parámetro con el que se asocie el estado de fallo, por ejemplo: vibraciones, temperatura, análisis de aceite entre muchas otras.

3.1.12 Acciones a falta de:

Éstas tratan directamente, con el estado de falla, y son elegidas cuando no es posible identificar una tarea proactiva efectiva, éstas incluyen:

- Búsqueda de fallas: Implican revisar periódicamente, funciones ocultas, determinar si han fallado.
- Rediseño: Se realizan cambios a las capacidades iniciales de un sistema, incluyendo equipos y procedimientos.
- Mantenimiento a rotura: Aquí se deja que la falla simplemente ocurra, para luego ser reparada.

3.2 Norma SAE JA 1011 y 1012

En lo que respecta a la Norma SAE JA 1011, Su título es: “Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad”. Este estándar muestra criterios con los cuales se comparan un proceso. Si el proceso satisface dichos criterios, se lo considera un “proceso RCM”, caso contrario no lo es. (Esto no significa, necesariamente, que los procesos que no cumplan con el estándar SAE RCM no resulten válidos para la formulación de estrategias de mantenimiento. Sólo quiere decir que no se le debe aplicar el término RCM a los mismos.)

Por su parte, en la norma SAE JA 1012, se establece que es una guía para la norma del RCM, sin embargo, no intenta ser un manual ni una guía de procedimientos para realizar el RCM. Aquellos que desean aplicar RCM están

seriamente, invitados a estudiar la materia en mayor detalle, y a desarrollar sus competencias bajo la guía de Profesionales RCM experimentados. (Moubray, 2000)

3.3 Método de los 17 pasos

El método de los 17 pasos es una herramienta diseñada por el Ing. Jorge Valverde para elaboración de un manual de mantenimiento preventivo (MMP) basado en RCM; el cual, se aplicara hasta la etapa del Inicio del Programa de Mantenimiento Preventivo, ya que, para estudio y actualización no se podrá realizar por motivos de tiempo.

3.3.1 Etapa 1: Seleccionar los equipos.

Para la selección de los equipos (módulos en nuestro caso), se realiza un análisis de optimización (sección 3.5)

3.3.2 Etapa 2: Formación del Archivo Técnico

En esta etapa se reúne toda la información técnica referente a las máquinas. Por ejemplo: manuales de funcionamiento, catálogos de partes, planos de instalación, diagramas de control eléctrico, historial de reparaciones y hoja de datos técnicos

3.3.3 Etapa 3: Estudio Técnico de las Máquinas

En esta etapa se investiga todos los datos obtenidos en el paso anterior esto con el objetivo de obtener conocimiento del equipo en cuanto a su funcionamiento, partes principales, fallas más frecuentes.

3.3.4 Etapa 4: Determinar el Nivel de Análisis

Se debe estudiar en detalle la estructura del módulo y sus flujos de proceso (entradas-salidas) para determinar en cuántos niveles se divide. Después, de obtener los niveles (por ejemplo: Módulo, parte, subparte, pieza), se delimita en cuál se debe trabajar para la elaboración de la hoja de trabajo RCM.

3.3.5 Etapa 5: Determinar los índices de funcionamiento

Se trata de identificar aquellos indicadores que dan información certera sobre el funcionamiento del equipo.

Estos indicadores están muy relacionados con el aporte del equipo al proceso productivo.

Por ejemplo

- Disponibilidad
- Horas de paro
- Tiempo Medio Entre Fallas (MTBF)
- Tiempo Medio Para Reparar (MTTR)

3.3.6 Etapa 6: Definir los objetivos específicos del PMP-RCM

Se trata de escribir y cuantificar las expectativas del PMP-RCM.

Partiendo de situación actual, se estima, las mejorar que se esperan con la aplicación del PMP-RCM.

Por ejemplo, la mejora de los índices mencionados en el apartado anterior

3.3.7 Etapa 7: Elaboración de la Hoja de trabajo RCM

Con la información obtenida en las etapas anteriores, la experiencia del ingeniero y técnicos se efectúa un análisis modal de fallos y efectos (AMFE)

para la elaboración de una hoja de trabajo RCM para cada uno de los objetos dentro del nivel elegido en la etapa cuatro.

La hoja de trabajo RCM es el documento que se utiliza para registrar la información que se genere en los grupos de trabajo y así contribuir a la documentación del proceso RCM

El formato a recurrir a es el siguiente:

<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center; width: fit-content; margin: 0 auto;">HOJA DE TRABAJO RCM</div> <div style="text-align: right; margin-top: 10px;"> Página 1 de 1 Realizó: Coordinador: Facilitador: </div>						
Modulo						
Subparte						
COMPONENTE	FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA	EFEECTO	ACCIÓN PROACTIVA

Ilustración 4: Formato Hoja RCM (Fuente: Modificación al formato del Ing. Jorge Valverde vega)

3.3.8 Etapa 8: Elaboración del Manual de Mantenimiento Preventivo (MMP)

Para la elaboración del manual se tomara cada una acciones proactivas definidas en la hoja de trabajo RCM (mantenimiento predictivo, inspección de mantenimiento preventivo, procedimiento administrativo, rediseño) y se examina si al realizarla se logra de detectar una falla potencial y por tanto se logra eliminar o reducir la ocurrencia del modo de falla. Este manual contiene toda la información relacionada con la inspección del equipo:

- Nombre y Código del módulo*
- Nombre y Código de la parte*
- Nombre y Código de la subparte *
- Código de la inspección

- Diseño de la inspección :
 - Tipo revisión(Medir, verificar)
 - Tipo de orientación(Informar, cambiar, corregir, reprogramar)
 - Referencia técnica(Datos a controlar: corriente, tensión, resistencia)
- Período de la inspección
- Frecuencia de la inspección
- Duración de la inspección
- Cantidad de técnicos por inspección
- Especialidad de cada técnico

*Depende de la etapa cuatro

3.3.9 Etapa 9: Determinar los Repuestos requeridos para ejecutar cada inspección

Se calcula la cantidad de repuestos/año requerido para las inspecciones, Se debe analizar la descripción y la frecuencia de la inspección y así determinar los repuestos y la cantidad requerida.

3.3.10 Etapa 10: Calcular la Disponibilidad para Mantenimiento Preventivo (DMP)

DMP: Representa la cantidad total de horas o minutos por semana, que se tienen para ejecutar en el mantenimiento. Para el cálculo de la DMP se toman en cuenta los siguientes factores:

- TNP = Tiempo de no producción (se refiere a las horas o minutos, generalmente, por semana, que los equipos están parados.

- OPD = Operarios Disponibles (se debe estimar la cantidad de operarios capacitados, que ejecutan las tareas del PMP por desarrollar).
- TNP€ = Tiempo de no producción equivalente (es el tiempo de no producción que depende del número de operarios asignados para trabajar en mantenimiento preventivo). Se puede expresar, si se desea en [(Min-Operarios)/sem];

$$\text{TNP€} = \text{TNP} * \text{OPD}$$
- TOT = Tiempo para otros trabajos. Cuando dentro del tiempo de no producción se realicen trabajos que correspondan a otros tipos de mantenimiento. Por ejemplo: trabajos derivados de mantenimiento correctivo temporal o trabajos de mantenimiento programado, el cálculo de la disponibilidad debe considerar estos tiempos
- cálculo de la DMP.

$$\text{DMP} = \text{TNP€} - \text{TOT}$$

3.3.11 Etapa 11: Elaboración del Gantt Anual

Consiste en la programación de las actividades de mantenimiento. El Gantt es un gráfico que permite la distribución de las inspecciones en el tiempo. Normalmente se usa el Gantt Anual, el cual, se divide en las 52 semanas correspondientes del año.

Las actividades de mantenimiento del MMP se programan en las diferentes semanas del año, según su período, frecuencia y la disponibilidad que exista para ejecutar el mantenimiento preventivo. Para la elaboración del Gantt Anual, es fundamental el cálculo de la disponibilidad para mantenimiento preventivo (DMP).

3.3.12 Etapa 12: Organizar la Ejecución de las Inspecciones

Esta etapa consiste en la definición del procedimiento administrativo y el diseño de la documentación necesaria para ejecutar las actividades de mantenimiento. La documentación involucra el diseño de los documentos que se utilizarán para solicitar la ejecución de las actividades, registrar la retroalimentación técnica, registrar el historial de las reparaciones y registrar los datos técnicos. Para esto se desarrollara paralelamente con las siguientes etapas una base de datos en Microsoft Access.

3.3.13 Etapa 13: Definir la Estrategia de Motivación

Busca determinar la mejor manera de involucrar a los participantes en el PMP y concientizarlos de la importancia del mismo.

Debe de informarse sobre los beneficios, funcionamientos y objetivos. La estrategia de motivación empieza desde las etapas de elaboración de la Hoja de Trabajo RCM y Manual de mantenimiento preventivo, efectuando reuniones para discutir sobre las funciones, modos de falla, efectos, diseño de las inspecciones, frecuencias y duración de las mismas.

3.3.14 Etapa 14: Calcular el Costo Total del PMP-RCM

El costo total del Programa de Mantenimiento Preventivo se obtiene sumando el precio de mano de obra de todas las inspecciones más el costo de repuestos de todas las inspecciones. Normalmente, este cálculo se realiza para un año de ejecución del PMP. Por lo tanto, los costos de la mano de obra y repuestos serán costo/año (con la excepción de aquellas actividades que se ejecuten en un periodo distinto). El cálculo debe realizarse actividad por actividad, determinando el costo de mano de obra y repuestos para cada actividad, si esta lo amerita.

3.3.15 Etapa 15: Inicio del PMP-RCM

La gerencia o administración de mantenimiento anuncian oficialmente el inicio del PMP. Debe registrarse oficialmente, éste la fecha de inicio.

3.4 Diagramas de flujo.

Los diagramas de flujo facilitan a la organización la interpretación de las actividades que se llevan a cabo en el proceso, ya que, aportan una percepción visual de flujo de actividades y la secuencia de las mismas, incluyendo las entradas, las salidas y los límites del proceso. Para la representación gráfica de los diagramas de flujo existen varias normas como ASME, ANSI, ISO y DIN por lo que la organización opte por la simbología que sea más cómoda o útil. Lo más importante, para la misma es que el significado de los símbolos usados quede claro para todas las personas a las que vaya dirigido dicho documento. Para el presente proyecto se utilizó la norma ANSI

Los símbolos utilizados son los siguientes:



Ilustración 5: Simbología flujogramas, (Fuente: Elaboración propia Microsoft Visio)

3.4 BASE DE DATOS

3.4.1 Modelo Entidad – Relación

El Modelo de Entidad - Relación es un modelo de datos basado en una percepción del mundo real que consiste en un conjunto de objetos básicos llamados entidades y relaciones entre estos objetos, el cual, se implanta en forma gráfica a través del Diagrama Entidad Relación (Storti, 2007).

Para entender bien las bases de datos, es conveniente hacer un desglose de estas en sus distintas partes. Los sistemas de bases de datos constan en primer término, de entidades, que se suelen representar en estas como tablas.

Así, se tienen muchas entidades en una base de datos, algunos ejemplos podrían ser automóviles, repuestos o vendedores, entre otros. Cada entidad (o tabla) es una agrupación de registros (o instancias) y cada uno de estos registros tiene atributos característicos que los identifica.

Para evitar confusiones y poder manejar las bases de datos ágilmente, se debe identificar de manera única a cada instancia de las entidades, lo cual, se logra con las llamadas “llaves primarias”. Una llave primaria entonces es un atributo (o conjunto de ellos) que identifica de manera única a una instancia de la entidad. También, existen “llaves foráneas”, las cuales, son atributos de un registro en una tabla, pero, son llave primaria en otra tabla con la cual se relaciona.

Teniendo claros los conceptos anteriormente explicados, se aborda, el tema de las relaciones entre entidades. Existen diferentes tipos de relaciones, las cuales se pueden clasificar en dos grandes grupos: por cardinalidad o por modalidad.

Las relaciones por cardinalidad son aquellas clasificadas por la “dirección” de las asociaciones entre las entidades. Dentro de las relaciones por cardinalidad existen tres tipos: relación uno a uno, relación uno a muchos y relación muchos a muchos.

La relación uno a uno es aquella que se da cuando un registro de una tabla sólo puede estar relacionado con un único registro de la otra tabla y viceversa. Por otro lado, la relación uno a muchos, es aquella en que un registro de una tabla sólo puede estar vinculado con un único registro de la tabla principal y uno de la tabla principal puede tener más de un registro ligado en la tabla secundaria.

Por último, la relación muchos a muchos es aquella donde un registro de una tabla puede estar vinculado con más de un registro de la otra tabla y viceversa.

En este caso , las dos tablas no pueden estar relacionadas directamente, se tiene que añadir una tabla entre las dos (Tabla intermedia o de vinculación) que incluya los pares de valores relacionados entre sí (Storti, 2007).

Las relaciones por modalidad son aquellas que dependen de la necesidad de existencia entre registros asociados y de este tipo se determinan dos: las relaciones obligatorias y las optativas.

Asimismo, como lo explica el investigador, Storti (2007), las relaciones obligatorias son aquellas donde para todo registro de una entidad, debe existir siempre al menos un registro de la otra entidad asociada, mientras que, las optativas son las que se dan, si para todo registro de una entidad, pueden existir o no uno o varios registros de la entidad asociada.

3.4.2 Software a Utilizar

Para empezar a esquematizar los tipos de documentos se incluyen en una base de datos, se debe tener claro la clase de software que se va a utilizar. Éste debe ser de fácil acceso, amigable con el usuario y ajustado a la necesidad de la(s) persona(s) que la utilicen.

En la realización de este trabajo se usó Access 2010, que es un programa perteneciente a Microsoft Windows, ya que, no representa una inversión extra para la empresa y es muy flexible tanto en la edición como la manipulación de documentos.

3.5 Análisis de mejorabilidad.

En conjunto con el grupo de trabajo del proyecto, se recolecta la información disponible de los módulos, con el fin de poder aplicar el análisis de mejorabilidad.

El análisis consiste en determinar a cuál o cuáles sistemas se debe prestar mayor atención. Éste se aplica con base a la experiencia de todos los miembros del grupo de trabajo.

El análisis identifica el impacto (I) de cada sistema por medio de frecuencia de fallas anuales (FA) y consecuencias que se puedan presentar en costos de reparación (CR), seguridad operativa (SO), energía no servida (ENS), tipo de cliente (TC) y daños a la imagen de la empresa (DI)

Para calcular el impacto primero se deben establecer los valores de referencia de los criterios usados y darles un peso de 1 a 5. Seguidamente, se debe calcular las consecuencias (C):

$$C = CR + SO + ENS + TC + DI$$

Y finalmente, se obtiene impacto (I) mediante:

$$I = C * FA$$

Equipo	FA	CR	ENS	TP	RSO	DI	C=CR+ENS+TP+RSO+DI	F X C
	Frecuencia de operación anual	Costos de Reparación	Energía no Servida	Tipo Cliente	Riesgo Seguridad Operativa	Daños a la Imagen	Consecuencias	Impacto Anual

Ilustración 6. Formato análisis mejorabilidad (Fuente: Material aportado APMC)

3.6 Diagrama de Ishikawa

Es un diagrama de causa y efecto, fue desarrollado por el Licenciado en química japonés, Dr. Kaoru Ishikawa para aligerar el análisis de problemas mediante la representación gráfica de la relación de un efecto y sus causas

Se conoce también, como diagrama de espina de pescado y se utiliza en las fases de Diagnóstico y Solución de la causa. Este es un vehículo para ordenar, de forma muy concentrada, todas las causas que supuestamente, pueden contribuir a un determinado efecto.

En el área de mantenimiento el diagrama de Ishikawa es utilizado para el análisis de fallas. Ya que, en ocasiones, confluyen en una avería más de una de posible causa, lo que complica en cierto modo el estudio del fallo, pues, es más complicado determinar cuál fue la causa principal y cuáles tuvieron una influencia menor en el desarrollo de la avería.

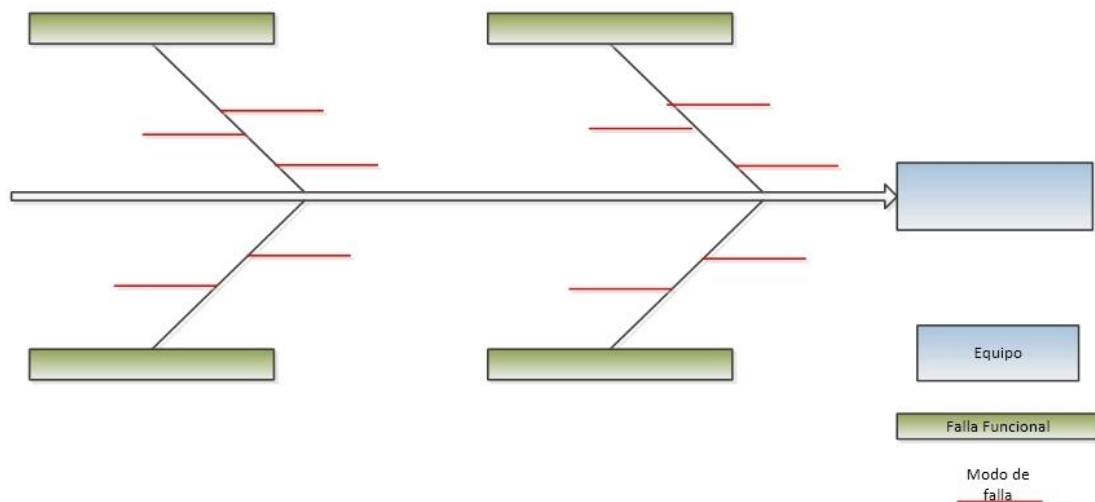


Ilustración 7: Diagrama Ishikawa Fuente autor Microsoft Visio

3.6.1 Procedimiento

Para elaborar el diagrama se seguirán los siguientes pasos:

- Seleccionar el equipo a analizar
- Hacer un diagrama en blanco
- Escribir las fallas funcionales del equipo (ver 3.1.7)
- Realizar una lluvia de ideas para identificar los modos de falla

4. CAPÍTULO 5 DESARROLLO DE LAS ETAPAS DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

4.1 Grupo de trabajo

Con base al personal disponible y colaborador que ejerce en Laboratorio del Área Protección y Medición Central (APMC) se formó el siguiente grupo de trabajo:

Nombre	Cargo
0	Técnico
Elver Ledezma	Técnico Especialista CD
Javier Rapso Salas	Técnico
Jeffrey Cordero Leitón	Ing. Asistente Coordinador Mto (APMC)
Josué Zarate Morales	Técnico
Juan Diego Castaing	Facilitador
Nelson Salazar Fonseca	Técnico
Richard Montero Sibaja	Técnico

Tabla 2: Grupo de trabajo RCM AMPC (Fuente: Elaboración propia MS Excel)

4.2 Etapa 1: Seleccionar los equipos.

Para la selección de los equipos se llevó a cabo un análisis de mejorabilidad, como se mencionó anteriormente los sistemas de protección y control están divididos en módulos los cuales son:

- Módulo de Líneas de transporte.
- Módulo de Líneas de distribución.
- Módulo de Barra
- Módulo de Transformador
- Módulo de Autotransformador
- Módulo de Banco de capacitores
- Módulo de Enlace

El análisis fue llevado a cabo con base en 20 subestaciones de la zona central para un total en total de 272 relés de protección.

Durante el desarrollo del proyecto se visitaron varias subestaciones para entrevistar a los técnicos con el fin de obtener información acerca de cantidad de, clientes importantes de la red, modos de falla, costos de reparación de los equipos, etc.

4.2.1 Criterios de evaluación:

Para evaluar la restablecimiento de los módulos se eligieron seis puntos a evaluar y a cada uno de esta excepción de la frecuencia de operación anual se le da un peso de uno a cinco dependiendo del módulo a o condición de este. Los puntos a evaluar fueron los siguientes:

4.2.1.1 Frecuencia de operación anual:

Es el promedio anual de operaciones de la protección asociada al módulo, este dato se obtuvo en base a los registros de las protecciones, bitácora electrónica.

Durante la recolección de datos se presentó el problema que existían protecciones de las cuales no se tenía registros de operación, esto debido a que los técnicos no acostumbran respaldar los archivos de las protecciones cuando se realiza un cambio de equipo, los archivos en los registros están desactualizados además de la incapacidad de interrogar remotamente, la protección.

Debido a esto y con base en la experiencia de los técnicos e Ingenieros consultados, se formula la siguiente tabla donde se aproxima la cantidad de operaciones de la protección en caso de no contar con registros de operación.

Protección	Frecuencia de operación anual
Línea distribución	0,75
Transformador lado alta	0,10
Transformador lado baja	0,33
Autotransformador (alta o baja)	0,10
Línea Transmisión	0,20
Banco capacitores	0,10
Barra	0,07
Enlace de barras	0,07

Tabla 3: Criterios Frecuencia operación anual. (Fuente: propia MS Excel)

4.2.1.2 Costos de reparación:

Los costos de reparación se evalúan pensando en cual módulo, podría generar mayores gastos de reparación con base a la experiencia de los técnicos e ingenieros entrevistados, después, de varias reuniones y modificaciones realizadas al criterio se llega a la siguiente clasificación:

Peso	costos
5	Modulo Transformador/Autotransformador
4	Módulo Línea Transmisión
3	Módulo Línea Distribución
2	Módulo capacitor
1	Módulo barra/enlace/reserva
0	-

Tabla 4: : Criterios costos de reparación. (Fuente: Elaboración propia MS Excel)

4.2.1.3 Energía no servida.

Al darse una falla de operación de una protección los respaldos locales o remotos deben actuar con la consecuencia que se desconectara más elementos de los necesarios y por ende aumenta de manera innecesaria la cantidad de energía no servida. Por ejemplo, si se diera una falta en una línea de distribución y la protección de esta no despeja la falla, la misma se “colara” y tendrá que ser despejada por la protección aguas arriba que en este caso sería la protección del lado secundario del transformador como consecuencia se desconectarían todos los circuitos que están siendo alimentados en por el mismo transformador.

La condición de energía no se servida prácticamente aplica únicamente, a los módulos de líneas de distribución y transformadores, ya que, las líneas de transmisión se encuentran anilladas por lo que si se desconecta una la energía

siempre tendrá por donde moverse, para el caso de los autotransformadores estos son redundantes y están diseñados para soportar la carga en caso de fallar un elemento.

Otra situación posible y que se ha dado es la desconexión de equipos de potencia por operación innecesaria del relé, por ejemplo, cuando se ajusta mal algún parámetro y el relé interpreta una condición de falla cuando no existe.

Para cuantificar la cantidad de energía no servida se revisó los estudios de variabilidad de carga de los transformadores, y la experiencia de los técnicos. Con base a esto se formula el siguiente criterio para evaluar este aspecto.

Peso	Energía no servida(MW)
5	60-75
4	45-60
3	30-45
2	15-30
1	0-15
0	0

Tabla 5: : Criterios Energía no servida. (Fuente: Elaboración propia MS Excel)

4.2.1.4 Tipo Cliente

En la red distribución existen clientes de mayor importancia que otros, ya sean, por la actividad que realizan así como por la carga consumida. La desconexión de alguno de estos clientes por una mala operación del sistema protección podría conllevar a pérdidas millonarias por concepto de energía no servida, energía no despachada (caso de cogeneradores), demandas por parte de los clientes y multas por indisponibilidad de módulos que pertenezcan al Mercado Eléctrico Nacional (MER).

Los criterios para evaluar este aspecto se formularon en base a lista de clientes prioridad proporcionada por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), servicio al cliente y criterio de los técnicos e ingenieros que participaron en las reuniones del grupo de trabajo.

El resultado final de presenta en la siguiente tabla

Peso	Tipo Cliente
5	Instituciones de Energía, Telecomunicaciones, Hospitales, centro de San José, alimentadores de subestaciones y de plantas hidroeléctricas. Aeropuertos, hoteles de lujo.
4	industria/cogeneradores
3	comercio-Universidad/MER
2	residencial
1	rural
0	-

Tabla 6: Criterios Tipo de cliente. (Fuente: Elaboración propia MS Excel)

4.2.1.5 Daño a la imagen

Otro aspecto importante es el factor imagen de la empresa, la indisponibilidad del servicio por errores en el sistema de protección afectan este factor en especial a nivel corporativo ante grandes industrias que tienen líneas dedicadas , por ejemplo Dos Pinos, VICESA, INTEL, Líneas pertenecientes al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). A nivel residencial y comercial este aspecto no pesa tanto.

Los criterios para evaluar este aspecto se formularon en base a lista de clientes prioridad proporcionada por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), servicio al cliente y criterio de los técnicos e ingenieros que participaron en las reuniones del grupo de trabajo.

El resultado final de presenta en la siguiente tabla

Peso	Daño a la imagen
5	Industria con líneas dedicadas, zonas francas, Coopelesca, hoteles de lujo.
4	Líneas SIEPAC
3	ESPH /industrias, generadores privados
2	empresas de distribución privada- Jasec
1	CNFL
0	Ningún Daño a la imagen

Tabla 7: Criterios daño a la imagen. (Fuente: Elaboración propia MS Excel)

4.2.1.6 Seguridad Operativa

La estabilidad, confiabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico depende en gran parte de la correcta operación del sistema de protección, ante una contingencia grave la no operación de este o la operación descoordinada provoca el colapso del Sistema Eléctrico Nacional trayendo con si consecuencias muy graves. Para este punto se consultó a los ingenieros para evaluar cuál de los módulos es más crítico para operación del sistema, el resultado se presenta en la siguiente tabla.

Peso	Seguridad Operativa
5	Barra
4	Líneas de Transmisión que más trasiegan autos-líneas radiales Autotransformadores
3	Líneas de distribución con generadores privados Transformadores
2	Bancos de Capacitores Líneas de Transmisión anilladas
1	Líneas de distribución Enlace de barras

Tabla 8: Criterios seguridad operativa. (Fuente: Elaboración propia MS Excel)

4.2.2 Resultado

El resultado final de análisis de mejorabilidad se muestra en el siguiente gráfico

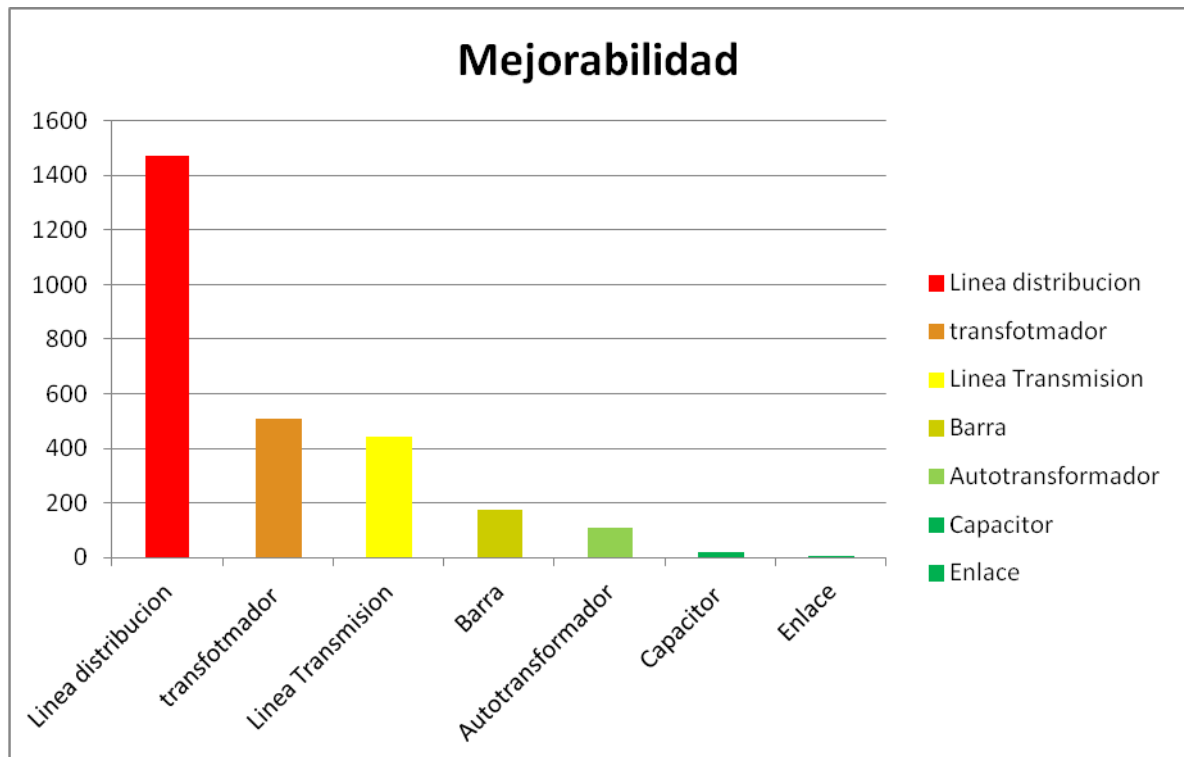


Ilustración 8: Resultados Análisis mejorabilidad (Fuente: Elaboración propia MS Excel)

Como se observa los dos módulos más mejorables son el módulo de línea de distribución y de transformador.

Si se analiza la información del anexo del análisis de mejorabilidad se observa que uno de los aspectos que más peso fue la energía no servida, esto es bastante evidente, pues, cualquier desconexión de estos va provocar que clientes se queden sin servicio eléctrico. La mayor cantidad de operaciones se debe a que estos dos módulos son los que se encuentran eléctricamente, más cercanos del cliente por lo que son más susceptibles a fallas externas (caídas de postes, animales que provocan cortocircuitos, vandalismo).

Los módulos de línea de distribución y transformador con los que se iniciara el PMP serán los de las Subestaciones a cargo del Asesor industrial del proyecto

el cual, es el encargado de las unidades regionales San Miguel y Colima. Las subestación son:

UR Colima

- Desamparados
- Escazú
- Colima
- Heredia
- Anonos

UR San Miguel

- San Miguel
- Sabanilla

Nota: La Subestación de coronado no se incluye porque es GIS (Subestación Aislada a Gas). La subestación del este no se incluye porque todavía utiliza equipos analógicos obsoletos y se piensa rehacer de nuevo en corto plazo.

4.3 Etapa 2: Formación del Archivo Técnico

En el archivo técnico se recolectó manuales y catálogos del fabricante. Planos eléctricos y hojas de ajustes de la protección.

Estos archivos se encuentran en la sección **8. Anexo: Formación del archivo técnico**

Por la parte operativa se obtuvo históricos de operaciones, Registros de fallas, datos de carga de transformadores, protocolos de puesta en marcha y mantenimiento de equipos, Circuitos prioritarios para los distribuidores, Módulos que pertenecen al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Estos archivos no se adjuntan por políticas de privacidad porque contienen datos sensibles de la empresa.

4.4 Etapa 5: Estudio técnico de los equipos

4.4.1 Relé sobrecorriente:

Estos son pertenecientes a la familia SIPROTEC 4 de la marca Siemens, actualmente se encuentran instalados en las subestaciones los modelos 7SJ61, 7SJ62, 7SJ63 Y 7SJ64.

Estos equipos al ser electrónicos y con muchas funciones programables son poco susceptibles a casi a cualquier tipo de mantenimiento. No existen variables a medir para utilizar el mantenimiento predictivo, Las partes que los componen no tienen un tiempo de vida fijo, sus fallas son súbitas, no pueden ser predichas, llegan a ser catastróficas debido a que estos son equipos de protección y su función principal es proteger al equipo de potencia cuando se dé una falla que pueda dañarlo.

Cabe señalar que estos equipos son sumamente costosos, por ejemplo, un transformador de potencia cuyo valor puede rondar el millón de dólares y su tiempo de reposición en caso de licitación, compra e instalación puede tardar hasta dos años. Estas consecuencias evidencian la importancia de los equipos de protección del sistema eléctrico.

4.4.1.1 Fallas a los Relés

Las fallas de los relés se pueden agrupar en dos grandes grupos:

4.4.1.1.1 Operaciones Incorrectas:

Se refiere a la operación indeseada del relé ante fallas o eventos fuera de su zona de protección, dinámicas de la red que si bien no son fallas en ocasiones son mal interpretadas por los relés, este tipo de operaciones provoca desconexiones secuenciales, comprometiendo la seguridad operativa del sistema que dependiendo del estado que se encuentre y de los elementos que

se desconecten provocan la desconexión de grandes zonas o incluso el colapso de todo el sistema de potencia. Este tipo de operaciones también, se les conoce como fallas de seguridad.

4.4.1.1.2 Falla de operación:

Refiere a cuando los relés no operan ante una falla dentro de su zona de protección. Estas no operaciones son críticas, ya que, aumentaría el tiempo para despejar la falla y si el corte llega a ser tal que tengan que operar los respaldos se tendría como consecuencia el aumento de la zona desconectada incluso la indisponibilidad del servicio ante fallas momentáneas, en caso de errores de recierre.

Los dos tipos de operación mencionados son errores de cálculo en los ajustes, errores al ingresar los ajustes, alambrados erróneos, e inclusive que la función programada por el fabricante mal interprete un evento y bloquee la función de protección.

Si el lector está interesado en el tema puede ver los casos expuesto por el Ing. Cordero en su artículo: "Analysis of Experiences Related With Dependability and Security Fails at the Costa Rican Power System Protective Relaying Schemes" el cual se adjunta en los anexos.

Durante el estudio del historial de fallas proporcionado por el asesor, se observa que la mayoría fallos de estos equipos se da por errores humanos, estos vienen a ser alambrados incorrectos, mala programación de las funciones, designación de entradas-salidas binarias errónea. Mal ajuste de la relación de los órganos de medición, tipo de aterrizamiento y muchos otros parámetros más que se programan en el equipo.

Del mismo modo, las fallas propias del equipo son muy pocas y están asociadas a sus tarjetas electrónicas, éstas pueden ser las de medición, comunicación, y salidas-entradas binarias, la falla de las mismas, no puede ser predicha y se manejan a rotura con la característica que normalmente no se sustituye sino que se cambia el relé completo, esto porque sale más barato comprar todo el equipo que sus partes.

Los relés con partes dañadas son usados como “deshuesaderos de partes” para sustituir componentes individuales en la medida que sea posible y no tener que cambiar el relé completo; esta práctica no avalada por el fabricante ya que, cada tarjeta va asociado a un equipo con un código y al realizar esta maniobras se podría perder la garantía del equipo.

4.4.2 Unidad de control

Estos son pertenecientes a la familia SIPROTEC 4 de la marca Siemens, actualmente, se encuentran instalados en las subestaciones los modelos 6MD63 y 6MD66

La unidad de control en forma física y alambrado es similar al relé con la diferencia que éste se usa solo para operar el modulo (abrir y cerrar seccionadoras e interruptor) y no para protegerlo, las fallas en éste son similares a la de los relés salvo que no pueden provocar desconexiones automáticas, sin embargo, si se puedan dar por error humano al operar la unidad control, o su cableado (caso que se ha dado en el ICE). El mantenimiento a realizar en es muy similar al de los relés

4.4.3 Equipos de alimentación y respaldo de corriente CD.

Estos equipos son los encargados de alimentar a los equipos de la subestación que utilicen corriente directa (no necesariamente, solo protecciones o unidades de control).

Este sistema se divide en básicamente, en tres componentes, los cuales, se describen a continuación.

4.4.4 Rectificador

Como su nombre lo indica cumple la función de rectificar la corriente alterna a directa, actualmente, en la subestación se encuentran instalados dos tipos: el rectificador clásico que funciona con puente de diodos, filtros, y reguladores de tensión y los rectificadores conmutados siendo estos una minoría, ya que, hasta hace poco tiempo se están empezando a utilizar, por esta razón y por qué no tiene muchos datos de ellos acerca de fallas este tipo de rectificador se va excluir del análisis en el presente proyecto.

Igualmente, acerca de las marcas y capacidades estos varían ampliamente dentro las subestaciones del ICE los datos acerca de ellos son muy pocos, existen rectificadores con muchos años en servicio por lo que ya no se tienen manuales y los repuestos son difíciles de conseguir.

Las fallas de este equipo al igual que el relé son muy difíciles de predecir, generalmente son súbitas y están asociadas a condiciones ajenas a la subestación como las descargas atmosféricas. El mantenimiento que se lleva actualmente es a rotura, se maneja un stock de repuestos y en caso de que no se tenga solo el rectificador se debe instalar un banco nuevo, o el de respaldo mientras se sustituye el equipo.

4.4.5 Banco de baterías

Es el encargado alimentar los equipos de la subestación en caso de que la alimentación principal de CA o el rectificador fallen.

Usualmente están formados por un grupo de 60 baterías en serie de 2.3V cada y se encuentran dentro de un cuarto exclusivo para ellos por el nivel de peligrosidad que representa para el personal ya que si se diera una falla catastrófica podrían existir explosiones o derrames de ácido.

Según, normativa del ICE los bancos deben ser capaces de brindar respaldo por un tiempo de mínimo de 8 horas. Esto porque se tiene únicamente, dos técnicos asignados por región y se debe tener suficiente tiempo para que estos puedan llegar a las subestaciones más lejanas.

La problemática que acarrea esto es que los bancos se diseñan para una cierta capacidad que supere el límite de las ocho horas pero, con el pasar del tiempo y conforme la subestación crece la carga va aumentando por lo que la capacidad del banco para mantener los equipos decrece. En la actual, gestión no se está llevando ninguna acción para monitorear esto por lo que a ciencia exacta no sabe si todos los bancos están capacidad de cumplir con el estándar de tiempo.

También, respecto los datos de fallas no se tiene nada en concreto los registros del CMMS (Computerized maintenance management system) API PRO son pobres en la calidad de la información, debido a esto la mayoría de los datos se obtuvo de los técnicos encargados de darles mantenimiento.

Una ventaja que presentan los bancos de baterías, es que son óptimos, para el mantenimiento a condición y mantenimiento preventivo. A éstas se realiza mediciones de tensión, densidad, y pruebas de descarga para verificar el estado actual.

4.4.6 Control y alarmas

La Función de estos subsistemas es la de permitir el control de la magnitud de la tensión que sale del rectificador y dar aviso al operador en caso de que se presente una falla del sistema.

La parte de control es si es muy simple visto desde el punto de vista operativo está formado por un display y una teclado para la manipulación de los parámetros del rectificar, la única falla que presenta es cuando se daña la tarjeta electrónica del control y se maneja a rotura ya que al igual que el relé es un componente electrónico y no es susceptible a mantenimiento proactivo.

La parte de alarmas es un sistema de protección del sistema de CD y éste debe alarmar al operario en caso de:

- Falla A.C
- Falla rectificador
- Bajo voltaje DC
- Alto voltaje DC
- Positivo a tierra
- Negativo a tierra
- Batería invertida

Al igual que todo sistema de protección este presenta falla oculta y en caso de que este no funcione puede existir falla múltiple trayendo consigo graves consecuencias como un apagón total de la subestación, un hecho como este se dio en una ocasión en una subestación del ICE, en la cual una tarjeta de alarmas empezó fallar y generar falsas alarmas por lo que el operador decidió silenciarla y en ese momento dio alarma de falla del rectificador, la cual, no fue tomada en cuenta por el operador, debido a esto la subestación siguió funcionando con el respaldo de las baterías, para cuando el operador se dio cuenta ya era muy tarde y no dio tiempo de reparar la falla antes de que se perdiera el control total de la subestación. Por suerte no se dio ninguna contingencia en ese momento y el problema no pasó más.

4.4.4 Cableado de patio

Estos son el grupo de conductores que comunica las regletas del tablero con las seccionadoras e interruptores.

Estos salen de la parte inferior de los gabinetes hacia los equipos por medio de ductos que conectan el bunker con los módulos.

En el trayecto algunos conductores pasan a través de elementos mecánicos para indicación (mazorca de contactos), la cual, se encarga de enviar una señal binaria al relé y unidad de control indicación la posición de las seccionadoras, además, de los gabinetes donde se encuentran las regletas donde se conectan los equipos de patio.

Dentro de este grupo de conductores se destaca uno en es especial: El “canal de disparo” está formado por los conductores y partes que comunican la salida binaria que envía la señal de desconexión con el interruptor de potencia, Si éste llega a fallar y se diera una falta el interruptor no abriría y tendría que operar alguna respaldo. Debido a la importancia que tiene este elemento a las protecciones se les programa la alarma “fallo en el canal de disparo” para que en caso que se llegue a perder la comunicación los operarios se den cuenta.

Las fallas asociadas este subsistema son principalmente, por desajuste de la mazorca de contactos, humedad en contactos y errores de alambrado.

El desajuste y la humedad fácilmente, son atacados con ajustes periódicos e inspecciones visuales, la parte de error humano se corrige con procedimientos para la puesta en marcha de los equipos.

4.4.5 El contexto operacional y los errores humanos:

La cantidad de cableado que requiere una subestación para su funcionamiento es sorpréndete, si se observa dentro de un gabinete lo único que ve son regletas y cables por todo lado.

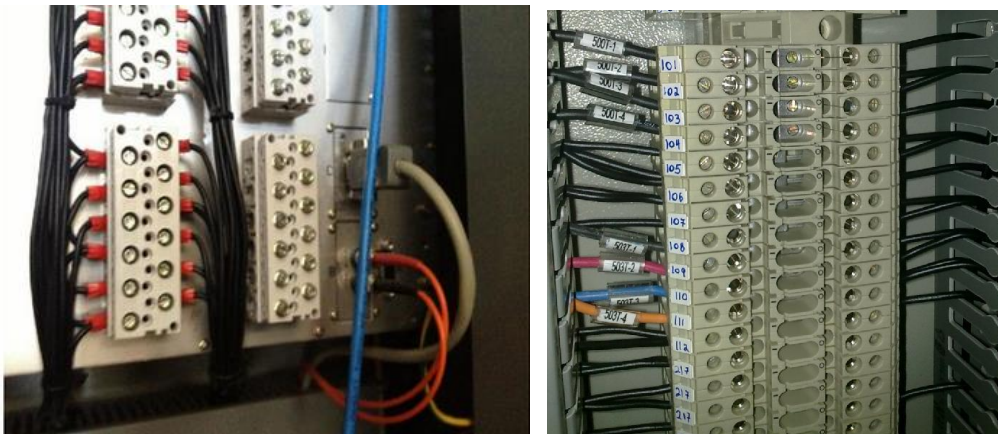


Ilustración 9: Cableado protección (Fuente: Material del curso IE-769: Protección de sistemas eléctricos de potencia, impartido por el Ing. Cordero en Escuela de ingeniería eléctrica, UCR)

Si todo cableado y las regletas no está bien ordenado e identificado es muy fácil perderse y cometer un error y aunque esté bien ordenado aun es probable equivocarse por la cantidad de cableado que va asociado al funcionamiento de una protección o unidad de control.

Durante el desarrollo del proyecto se tiene acceso al proceso de alambrado de varias protecciones. En esta experiencia se comprueba lo fácil que es dejar una conexión mal hecha por un descuido o por el mal uso de alguna herramienta.

Asimismo, otro error humano que se identificó fue el de la mala programación de ajustes del relé, una tarea que a simple vista no representa dificultad ninguna para un técnico experimentado, sin embargo, aquí el problema no es que la tarea sea complicada sino la cantidad de veces que se debe repetir, por ejemplo, en un relé de impedancia la cantidad de parámetros a ajustar hasta 237 ítems.

4.1 Group Power System Data 2; Group Power System

Group Power System Data 2; Group Power System

No.	Settings	Value	Group
1103	Measurement: Full Scale Voltage (100%)	138,0 kV	A
1104	Measurement: Full Scale Current (100%)	800 A	A
1105	Line Angle	77 °	A
1211	Angle of inclination, distance charact.	77 °	A
1107	P,Q operational measured values sign	not reversed	A
1110	x' - Line Reactance per length unit	0,2835 Ohm / km	A
1111	Line Length	8,4 km	A
1116	Zero seq. comp. factor RE/RL for Z1	0,67	A
1117	Zero seq. comp. factor XE/XL for Z1	0,79	A
1118	Zero seq. comp.factor RE/RL for Z1B...Z5	0,67	A
1119	Zero seq. comp.factor XE/XL for Z1B...Z5	0,79	A

Ilustración 10: Ejemplo parámetros Relé, Fuente: Material aportado por APMC

Al ser tantos ítems la probabilidad de equivocarse al realizar el ajuste del relé aumenta sustancialmente, esto se comprueba durante el análisis RCM en que logra recolectar históricos de fallas por este tipo de errores.

4.5 Etapa 4: Determinar el Nivel de Análisis

Uno de los aspectos más trascendentales del RCM es nivel con que se trabajar, este tiene un alto impacto, ya que, define el nivel al que se va trabajar los modos de falla y por tanto el horizonte de la política de manejo de fallas.

Con la ayuda de los colaboradores del departamento se llega al siguiente nivel de análisis de los equipos.

Módulo Línea de distribución:

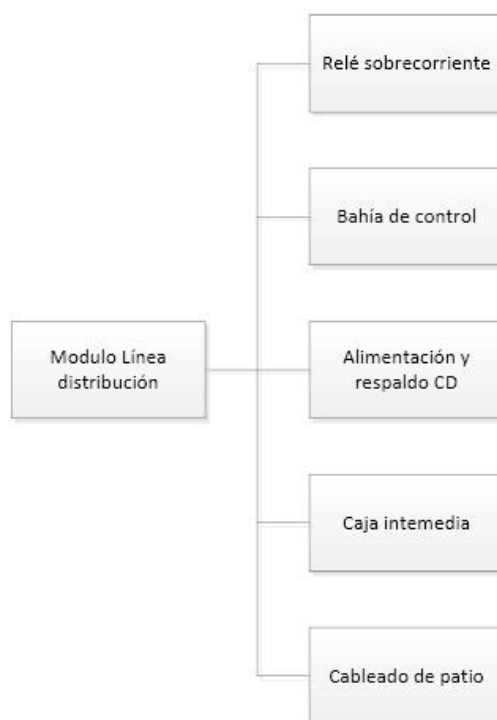


Ilustración 11: Nivel de análisis Modulo Línea de distribución.
(Fuente: elaboración propia MS Visio)

Modulo Transformador

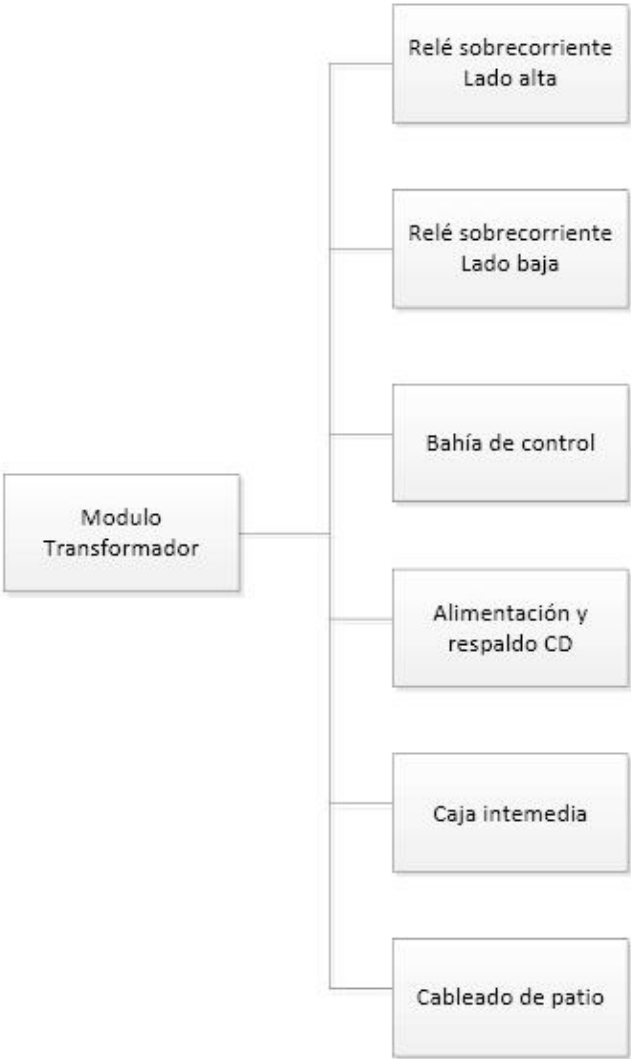


Ilustración 12: Nivel de análisis Modulo transformador.
(Fuente: elaboración, propia MS Visio)

4.6 Etapa 5: Determinar los índices de funcionamiento

Con base en la experiencia desarrollada y consejo del supervisor se establecen los siguientes índices para el análisis de los equipos:

4.6.1. Tempo medio entre fallas del dispositivo de seguridad protector (M_{TOR}).

$$M_{TOR} = \frac{\textit{Tiempo total de opeacion del equipo}}{\textit{Cantidad de fallas detectadas en un tiempo determinado}}$$

Donde el tiempo total de operación del equipo es igual la cantidad de equipos por el tiempo de operación.

4.6.2 Disponibilidad

Representa que porcentaje de tiempo estuvo disponible el equipo, en el ámbito RCM es que cumpla todas sus funciones, ya sean, primarias o secundarias

Para equipos de protección se calcula de la siguiente manera.

$$\textit{disponibilidad} = 100\% - \textit{Indisponibilidad}$$

Donde la indisponibilidad se calcula se obtiene mediante:

$$\textit{indisponibilidad} = N^{\circ}\textit{fallas} \times \textit{promedio de tiempo en estado de falla}$$

4.6.3 Porcentaje de operaciones correctas (%OP)

Este es un indicador que es llevado por el departamento de servicio al cliente, constituye el porcentaje de operaciones correctas de las protecciones. Se calcula de la siguiente manera:

$$\%OP = \frac{\textit{Operaciones correctas}}{\textit{total de operaciones}} \times 100\%$$

4.6.4 Cálculo de los índices

Los índices de funcionamiento se calculan con base a los datos de la bitácora personal de Ing. Jeffrey Cordero. Estos datos solo abarcan los equipos de las subestaciones bajo su cargo (ver **4.1.2**). Durante el período de los últimos tres años

Los datos obtenidos son los siguientes.

Subestaciones	Relés sobrecorriente	Operaciones Correctas	Operaciones Incorrectas
7	64	180	19

Tabla 9: Información obtenida de la bitácora: (Fuente Elaboración, propia MS Excel)

En base a estos se calcula

4.6.4.1 Tiempo Medio Entre Fallas del dispositivo protector (M_{TOR})

Total de vida en servicio de las protecciones:

Como no se tienen datos antes de los tres años documentados se toma el tiempo de operación igual a tres años.

$$64 \text{ relés} \times 3 \text{ años} = 192 \text{ años}$$

$$M_{TOR} = \frac{192}{19} = 9,47 \text{ años}$$

4.6.4.2 Disponibilidad

Debido a que no se sabe exactamente, en qué punto del tiempo fallaron las protecciones, entonces ante la falta de cualquier tipo de información asumimos que en promedio que cada protección falló a la mitad del camino. (Moubray. Pág. 180).

Esto significa que para el período analizado las protecciones estuvieron en un estado de indisponibilidad un total de:

$$19 \text{ protecciones falladas} \times 1.5 \text{ años} = 28.5 \text{ años}$$

Si se fundamenta en la información anterior se espera un promedio de indisponibilidad de:

$$\text{Indisponibilidad} = \frac{28.5}{192} \times 100\% \approx 15\%$$

Lo que equivale a un 85 % de disponibilidad.

4.6.4.2 Porcentaje de operaciones correctas:

$$\%OP = \frac{180}{180 + 19} \times 100\% \approx 90,5\%$$

4.7 Etapa 6: Definir los objetivos específicos del PMP-RCM

En la base a los datos mostrados anteriormente, se definen los siguientes objetivos específicos para el plan de mantenimiento preventivo.

- Aumentar las disponibilidad operacional de los equipos a un 90%
- Eliminar en un 90% las operaciones incorrectas de los relés debido a errores humanos

4.8 Etapa 7: Elaboración de la Hoja de trabajo RCM

En conjunto con el grupo de trabajo a través de varias reuniones se completaron las hojas RCM.

Para completar la hoja RCM se hizo de primero lo más complicado del asunto que a nivel personal fue la definición de las funciones, fue sorprendente difícil lograr describir las funciones del relé y de la bahía de control manera que abarcara todas las funciones, ya que, internamente, es pertinente, programar una gran cantidad de funciones y si éstas se hubieran intentado describir el resultado hubiera sido una hoja RCM con una larga lista de funciones con los mismos modos de falla y mismas causas.

Ya con las funciones definidas se elaboró un diagrama de Ishikawa para identificar los modos de falla. En esta etapa la dificultad fue encontrar un nivel de detalle adecuado, después, de varias reuniones e intentos fallidos se logra encontrar un nivel detalle al que la jurisdicción de área permitiera intervenir.

El resultado fue el siguiente:



Ilustración 13: Diagrama Ishikawa: Bahía control. (Fuente: Elaboración propia MS Visio)

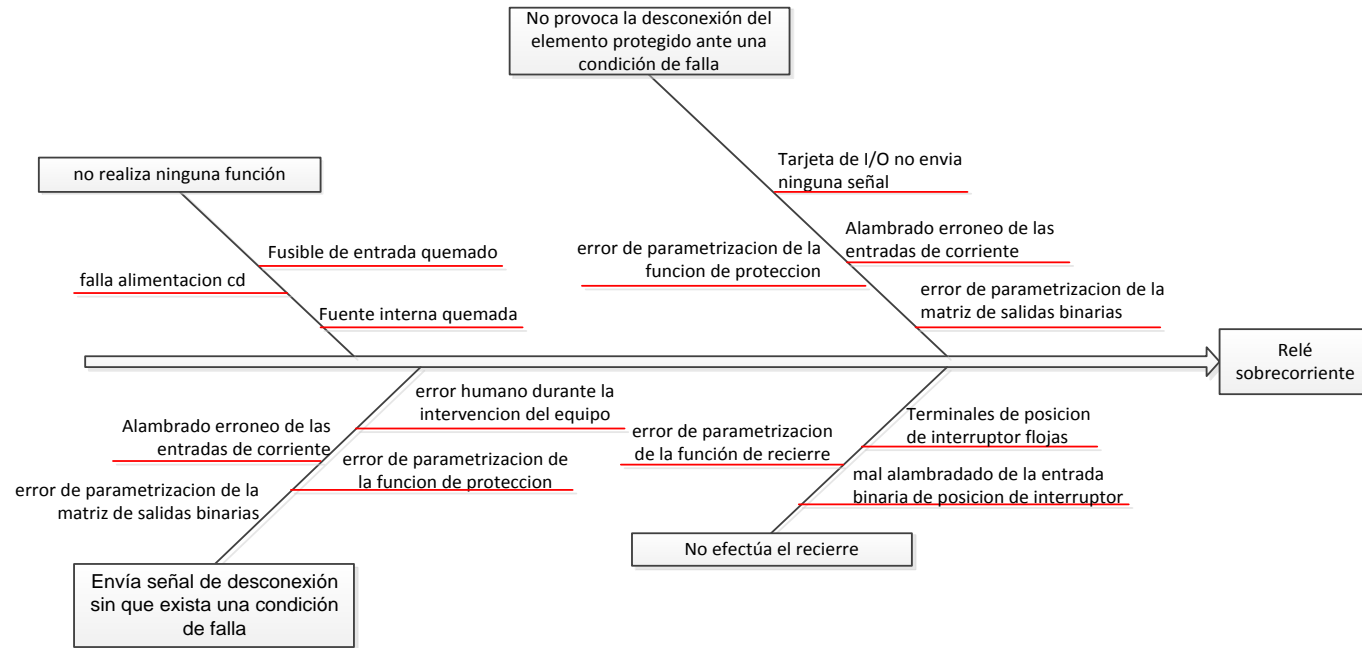


Ilustración 14: Diagrama Ishikawa: Relé sobrecorriente. (Fuente: Elaboración propia MS Visio)

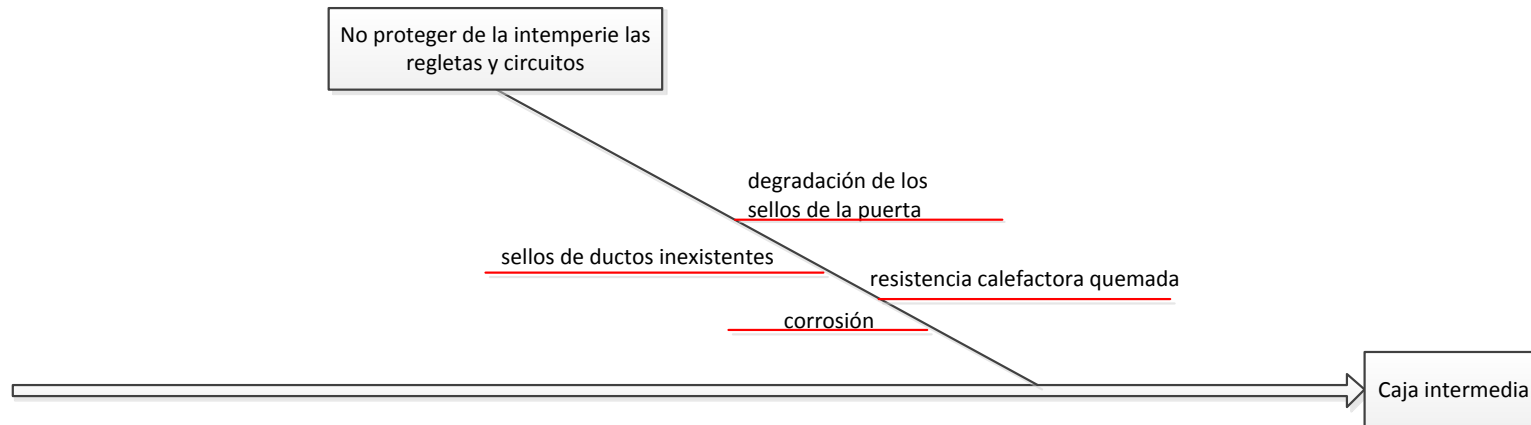


Ilustración 15: Diagrama Ishikawa: caja intermedia. (Fuente: Elaboración, propia MS Visio)

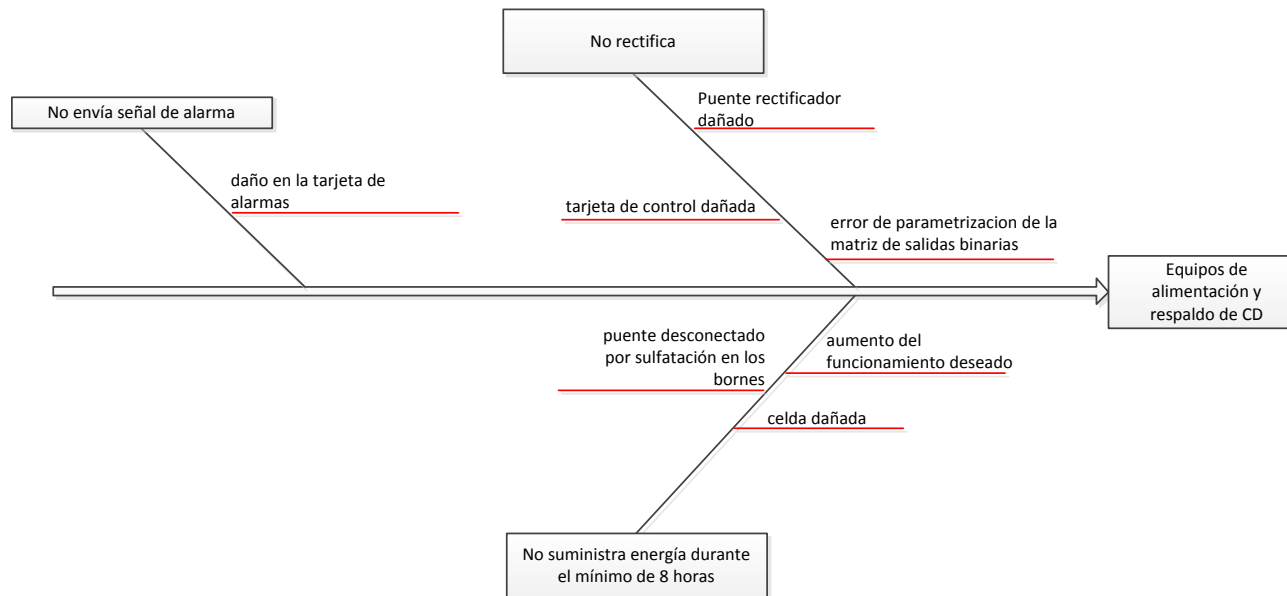


Ilustración 16: Diagrama Ishikawa: Equipos de alimentación y respaldo CD. (Fuente: Elaboración propia MS Visio)

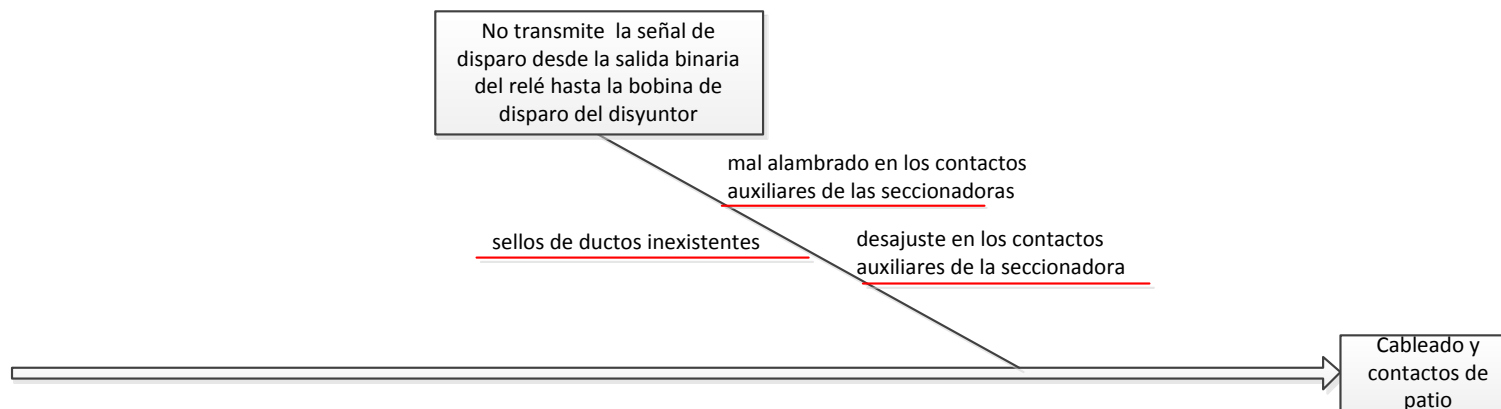


Ilustración 17: Diagrama Ishikawa: Cableado y contactos de patio. (Fuente: Elaboración propia MS Visio)

Con los modos de falla lista se prosiguió en encontrar la causa posible de cada modo de falla para luego describir los efectos que puede tener sobre el sistema eléctrico de potencia y a la organización. Se muestra un ejemplo del resultado, el conjunto completo de las hojas de trabajo RCM se muestra en el anexo xx

<div> <div>HOJA DE TRABAJO RCM</div> <div> Página 1 de 1 Realizó: Juan Diego Castaing Facilitad Juan Diego Castaing </div> </div>							
Modulo	Línea Distribución y transformador						
Subparte	Relé de sobrecorriente						
COMPONENTE	FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA	EFEECTO	ACCIÓN PROACTIVA
relé sobrecorriente	1	comparar las variables eléctricas conectadas a sus bornes de entrada con los valores ajustados internamente, para decidir si existe una condición de falla y provocar la desconexión del elemento protegido, enviando la señal por el canal de disparo	A No provoca la desconexión del elemento protegido ante una condición de falla	Alambrado erróneo de las entradas de corriente	error humano	Las mediciones instantáneas que muestra el relé no concuerdan con las del sistema, , si en ese momento hubiera una falla en el elemento protegido, tendría que actuar la protección aguas arriba desconectando una mayor cantidad de elementos, esto podría generar energía no servida. Para corregir el problema se debe alambrear de manera correcta las señales de corriente	3 creación de instrucciones de trabajo para los protocolos de puesta en marcha
relé sobrecorriente	1	comparar las variables eléctricas conectadas a sus bornes de entrada con los valores ajustados internamente, para decidir si existe una condición de falla y provocar la desconexión del elemento protegido, enviando la señal por el canal de disparo	No envía la señal de desconexión ante una condición de falla.	Tarjeta de I/O no envía ninguna señal	corto en salida binaria(fallo en equipo externo)	Modo de falla oculto, si en ese momento hubiera una falla en el elemento protegido, tendría que actuar la protección aguas arriba desconectando una mayor cantidad de elementos. Para corregir el problema se debe reprogramar las salidas binarias de manera correcta.	5 no se puede prevenir, manejar stock de repuestos

Ilustración 18: Ejemplo llenado Hoja RCM. (Fuente: Elaboración propia MS Excel)

Una gran parte de las causas de fallas del el relé y de la bahía de control son por un mal procedimiento del personal durante: la: Puesta en marcha, Mantenimiento, y Operación de éstos. Los modos de fallas asociados a esta causa no son abarcados en un plan de mantenimiento preventivo, por tanto, es imposible saber cuándo se va equivocar un colaborador.

4.8.1 Tareas de Mantenimiento resultado de la hoja RCM

Las tareas resultantes se agruparon en dos áreas, en los equipos de protección y control y en los equipos de alimentación y respaldo de corriente directa, esto porque las cuadrillas están divididas de esta manera. Al mismo tiempo, todas las tareas de cada una de las áreas se agrupó en una sola inspección esto porque no es factible que las cuadrillas estén saliendo a hacer tareas muy seguido, pues, esto representa un gasto de transporte y otros extras dependiendo de la lejanía de la subestación. A continuación, se muestran las tareas resultantes.

Protección y Control		Ejecución: Cada 2 años
Componente	Actividad	Tipo orientación
Relé, UC	Inspección visual del cableado de los gabinetes y los equipos.	Inspección Mto preventivo
Relé, UC	Resoque de bornes y regletas.	Tarea Mto preventivo
Relé, UC	Revisión de eventos y pruebas funcionales de las teclas de navegación.	Inspección Mto preventivo
Relé, UC	Pruebas funcionales	A condición
Cableado	Inspección de cableado y contactos de patio	Inspección Mto preventivo
Mazorca de contactos	Pruebas funcionales a contactos de la seccionadora	Detectivo
Caja intermedia	Inspección caja intermedia	Inspección Mto preventivo
Caja intermedia	Prueba funcional de la resistencia calefactora	Detectivo
General	Revisión de aterrizamientos	Inspección Mto preventivo
General	Verificación de indicaciones	Inspección Mto preventivo

Tabla 10: Tareas Equipos protección y control. (Fuente: Elaboración propia MS Excel)

Equipos de alimentación y respaldo de corriente directa		Ejecución: Cada 6 meses
Componente	Actividad	Tipo orientación
Gabinete	inspección de los gabinetes y las conexiones de los equipos.	Inspección Mto preventivo
Banco baterías	Inspección del cableado y conexiones del banco de baterías.	Inspección Mto preventivo
Banco baterías	Revisión del nivel de agua destilada de las baterías.	Inspección Mto preventivo
Banco baterías	Medición de la densidad del electrolito de las baterías	Tarea Mto predictivo
Rectificador	monitoreo de la carga de los equipos alimentados por el rectificador.	Detectivo
General	Revisión de aterrizamientos	Inspección Mto preventivo
General	Verificación de alarmas	Detectivo

Tabla 11: Tareas equipos de alimentación y respaldo de corriente directa CD. (Fuente: Elaboración propia MS Excel)

4.8.2 Mejoras administrativas

Los errores de cableado y programación no se pueden solucionar mediante la aplicación de mantenimiento preventivo/preventivo. Para solucionarlos se propone crear procedimientos para los protocolos de puesta en marcha del equipo ya existente en el departamento y elaborando el procedimiento en un flujograma columnar.

Para la metodología propuesta se crea, el Rol de “Técnico inspector” su función será la de llevar a cabo las revisiones contra planos en las puestas en marcha y labores de mantenimiento, además, velar por que no se realice ninguna maniobra peligrosa durante el proceso de intervención de los equipos así como supervisar a los técnicos de cuadrilla en lo que respecta a buenas prácticas de alambrado. Para este proyecto se decidió encargar este rol al técnico, Javier Rapso Salas, esto por la amplia experiencia que posee, y que también, él se encarga de gestionar los archivos de ajustes de las protecciones y equipos de control.

4.9 Etapa 8: Elaboración del Manual de mantenimiento Preventivo

Con base a la experiencia de los técnicos y el conocimiento adquirido se realizó un manual de mantenimiento preventivo para los equipos con base en las tareas obtenidas de la Hoja de trabajo RCM. Ver apéndice 7.3

4.10 Etapa 9: determinar los repuestos requeridos para ejecutar cada inspección

Para llevar a cabo de manera correcta el plan, es obligatorio, tener a mano todos los repuestos necesarios, los cuales, se seleccionaron con base el análisis de las causas de cada modo de falla, por su parte la cantidad de repuestos se eligió en base a la experiencia de los técnicos y recomendaciones del asesor.

Descripción	Cant
Sellos para gabinete	8
Resistencia calefactora	8
Unidad de control	2
Relé sobrecorriente	2
Fusibles para UC y relé	1 caja
Espuma de poliuretano	2
Regletas	2 cajas
Batería para banco	4
Térmico C.A	8
Térmico C.D	8
Puente rectificador	1
Tarjeta de control Rectificador	2
Tarjeta de alarmas Rectificador	1
Agua destilada	2 Gal

Tabla 12: Repuestos necesarios para MMP. Fuente elaboración propia MS Excel

4.11 Etapa 10: Calcular la disponibilidad para el mantenimiento preventivo

La disponibilidad para mantenimiento preventivo es el tiempo que se tiene para realizar mantenimiento. Para ello se calcula lo siguiente:

Tiempo de no producción

$$TNP=0$$

Al no existir “tiempo de no Producción, se va a proponer y definir la disponibilidad necesaria para el programa de mantenimiento preventivo.

De la misma forma, se debe estimar el tiempo necesario para mantenimiento y solicitar las respectivas actividades con dicha duración aproximada, donde incluso aún no se detiene la producción, ya que, se pasa al estado de reserva lo que esté atendiendo el equipo, esto cuando se interviene el equipo.

La disponibilidad para mantenimiento preventivo toma en cuenta las actividades que ameritan intervención del equipo y las inspecciones de mantenimiento predictivo. La suma de los tiempos de inspección o actividad requeridos, multiplicadas por su frecuencia dará el tiempo total requerido para ejecutar el PMP (Horas de MP/año).

Técnicos disponibles

Se cuenta con una cuadrilla de dos técnicos por unidad regional para el manteniendo de los equipos de protección y control, para el caso de los equipos de alimentación y respaldo de corriente directa se cuenta con una cuadrilla de dos técnicos que se encargan de todas las subestaciones de la región central.

Equipos de alimentación y respaldo de corriente directa	
Actividad	Tiempo estimado(m in)
Inspección de los gabinetes y las conexiones de los equipos.	30
Inspección del cableado y conexiones del banco de baterías.	30
Revisión del nivel de agua destilada de las baterías.	30
Medición de la densidad del electrolito de las baterías	30
Monitoreo de la carga de los equipos alimentados por el rectificador.	10
	130

Tabla 13: Tiempo necesario para las actividades del MMP a los Equipos de alimentación y respaldo de corriente directa.
(Fuente: Elaboración propia MS Excel)

Protección	
Actividad	Tiempo estimado(min/modulo)
Inspección visual del cableado de los gabinetes y los equipos.	10
Resoque de bornes y regletas.	20
Revisión de eventos y pruebas funcionales de las teclas de navegación.	10
Pruebas funcionales	45
Inspección de cableado y contactos de patio	20
Pruebas funcionales a contactos de la seccionadora	20
Inspección caja intermedia	20
Prueba funcional de la resistencia calefactora	10
	155

Tabla 14: Tiempo necesario para las actividades del MMP a los equipos de protección y control.
(Fuente: Elaboración propia MS Excel)

4.12 Etapa 11: Elaboración del Gantt anual

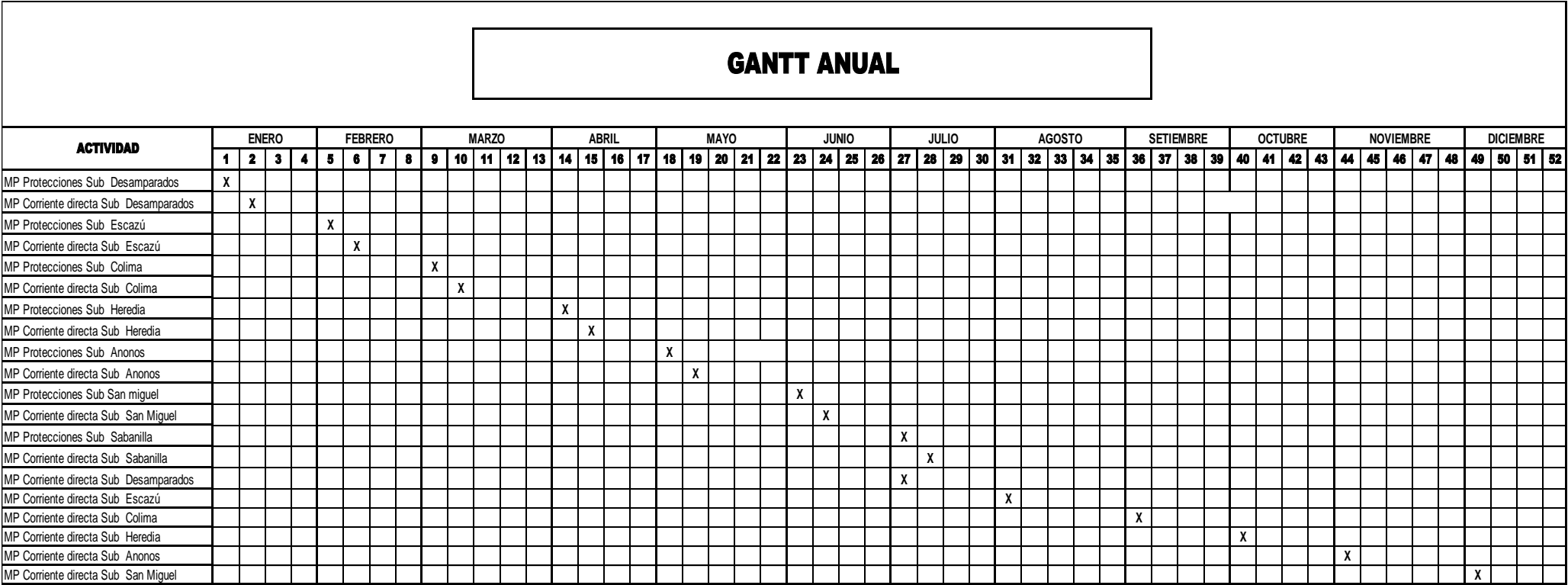


Ilustración 19: Gantt Anual. (Fuente: Modificación al formato del Ing. Jorge Valverde vega)

4.13 Etapa 12: Organizar la ejecución de las inspecciones

Para llevar a cabo el adecuado seguimiento y organizar convenientemente la ejecución de las actividades del programa de mantenimiento, se desarrolla una base de datos para registrar las tareas del plan de mantenimiento además, de otras actividades como reuniones o reporte de fallas.

Base foto

Para la definición de los procedimientos administrativos se realizaron flujogramas para el programa de mantenimiento así como para la puesta en marcha de equipos ver anexo xx

4.14 Etapa 13: Definir la estrategia de motivación

Desde un principio se ha informado sobre el programa de mantenimiento preventivo al personal, los cuales, laboran en la subestación Colima en Tibás. Básicamente, se ha explicado en qué consiste, su función, objetivos y forma de proceder con el mismo.

Asimismo, se explica al personal de protección y medición de las áreas restante la consistencia del PMP, donde se manifiesta la importancia de establecer una política de mantenimiento distinta al mantenimiento correctivo, motivando al cambio. Se expresa, el importante aporte en las metas institucionales que tienen ellos en la empresa, puesto que son el pilar que sostiene las funciones primarias de producción de electricidad.

4.15 Etapa 14: Calcular el costo Total del plan de mantenimiento

4.15.1 Costos del PMP

Costo horas hombre: El costo real puede variar debido a que los técnicos pueden ganar salarios diferentes por los años laborados y horas extra. Para este caso se tomara un costo promedio de hora el ¢5000.

Protección		
Subestación	Cant módulos	costo(¢)
Desamparados	2	25833
Escazú	2	25833
Colima	2	25833
Heredia	4	51667
Anonos	1	12917
San Miguel	2	25833
Sabanilla	4	51667
		219583/ cada 2 años
		109792/año

Tabla 15: Costos MMP protección. (Fuente: Elaboración propia MS Excel)

Corriente Directa(costos(¢))	
Subestación	total
Desamparados	21667
Escazú	21667
Colima	21667
Heredia	21667
Anonos	21667
San Miguel	21667
Sabanilla	21667
	151667

Tabla 16: Costos MMP CD. (Fuente: Elaboración propia MS Excel)

Costo por año	¢261458
---------------	---------

4.15.2 Beneficios del PMP

Este beneficio se calcula con base los registros de fallas de los módulos de transformadores, ya que, son los únicos con los que se cuenta información respecto a la carga. Estos valores son promedio, el valor real en el momento de la falla es desconocido, al igual que tiempo de restablecimiento del servicio que se toma en promedio de cinco minutos por circuito en caso de no tener el tiempo exacto.

Perdidas Generación= 100\$/MWH			Pérdidas Transmisión= 12\$/MWH		
Falla	Circuitos	tiempo promedio de desconexión(Horas)	Carga promedio(MW)	Perdidas Generación(¢)	Perdidas Transmisión(¢)
T2 Sub Este	3	0,25	13	325	39
T1 Sub anonos	4	0,33	22	733	88
T2 Sub San Miguel	3	0,25	15,4	385	46,2
T2 Sub desamparados	3	0,25	26,5	663	79,5
T2 Sub Escazú	4	0,33	14,5	483	58
T1 y T2 sub Este	5	0,42	25,6	1067	128
T4 Sub Belén	4	0,33	12,5	417	50
				4073	488,7
				Total(\$)	4561

Tabla 17: Beneficios del PMP protección. Fuente: Elaboración propia MS Excel

Muy probablemente, las pérdidas reales sean mayores , ya que, solo se están tomando en cuenta las fallas por errores humanos y en módulos de transformador, Además, se está omiten los costos asociados al transporte de las cuadrillas, horas extras y repuestos usados.

El valor obtenido fue para los tres años de datos que se maneja por lo que en promedio las pérdidas anuales serian de aproximadamente, de \$1520 que al tipo de cambio de hoy representan ¢820000.

4.15.3 Relación Beneficio/costos

Con base a los datos obtenidos anteriormente, se calcula y se asume que se lograra la disminución del 90% de los errores humanos se aproxima la relación beneficio/costo

$$B/C = \frac{820000 \times 0,9}{261458} = 2,82$$

Lo que significa que por cada colon invertido en mantenimiento preventivo la empresa se está ahorrando 2,82 colones, si bien esto no es muy sustancial en comparación al total de ganancia de

la empresa, si se proyecta para todas las subestaciones del país podría llegar a obtener mayores beneficios. Esto además de la mejora de la confiabilidad y disponibilidad del sistema de protección que por sí solo no genera ganancias pero, es necesario, para la operación estable del sistema.

4.16 Etapa 15: inicio del programa de mantenimiento preventivo

Se planea que el PMP inicia el año que viene, la fecha está sujeta a cambios, ya que, es una sugerencia y la decisión final le corresponde al ICE.

El programa de mantenimiento preventivo (PMP) desarrollado debe ser analizado por la entidad respectiva del ICE, con el fin de seleccionar la alternativa más conveniente dentro de las que se han propuesto.

CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- La información para el análisis de optimación, no es muy exacta debido a la falta de datos, igual fue lo suficientemente, buena para llevar a cabo la selección de los equipos.
- Se elaboró un manual de mantenimiento preventivo en base a las condiciones del equipo, conocimientos y recomendaciones del personal técnico y administrativo
- Se logra desarrollar una base de datos para el manejo del mantenimiento
- Se desarrollaron procedimientos administrativos para la mejora de la gestión del mantenimiento

5.2 Recomendaciones

- Realizar mejoras al Software APIPRO para la recolección de información.
- Cambiar la manera que actualmente, se están manejando las OT, el encargado de Mto debería de ser el encargado de gestionarla.
- Mejorar la coordinación con el CENCE para tener datos fiables de energía no servida y tiempos de desconexión.
- Efectuar reuniones anuales para analizar el comportamiento de los relés y actualizar las hojas RCM

6. Bibliografía

AMEF “análisis de modo y efecto de la falla”-r99473.doc. Disponible en: www.itescam.edu.mx/principal/sylabus/fpdb/recursos/r99473.DOC.

Catálogo SIPROTEC 4-Edición 7-00_Catalog_SIP_E7_Complete.pdf. Disponible en: http://www.downloads.siemens.com/download-center/Download.aspx?pos=download&fct=getasset&mandator=ic_sg&id1=DLA12_592

Cordero, J. "Material del curso IE-769: Protección de sistemas eléctricos de potencia". Escuela Ingeniería Eléctrica. Universidad de Costa Rica. Costa Rica.

Cordero, J. (2010). "*Analysis of Experiences Related With Dependability and Security Fails at the Costa Rican Power System Protective Relaying Schemes*". IEEE. CONCAPAN XXXIV 2014. Panama.

Cordero, J. "*RCM aplicado al mantenimiento de sistemas de protección de la red de transporte*". San José, Costa Rica.

Diagrama Ishikawa. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Diagrama_de_Ishik

Gutiérrez, J.A. (2008). "*Desarrollo de una metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para líneas de transmisión en alta tensión*". Trabajo de grado. Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia. Disponible en: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/11059/1064/1/6213192G984.pdf>

Manual de usuario 6MD63-versión 4.6. Disponible en: http://www.automation-berlin.com/downloads/siemens/energy_ptd/6MD63xx_Manual_A7_V046002_US.pdf.

Manual SIPROTEC 4-SYSTEM_MANUAL_A1_SIPROTEC4_DIGSI4_ES.pdf. Disponible en <http://www.downloads.siemens.com/download-center>.

Manual versión 4.6-7SJ62-64_Manual_A1_V046008_es.pdf. Disponible en: <http://www.downloads.siemens.com/download-center>.

Manual versión v.6-7SJ61xx_Manual_A2_V046004_es.pdf. Disponible en: <http://www.downloads.siemens.com/download-center>.

Moubray, J. (1997). "Reliability-Centered Maintenance". Segunda edición. Industrial Press Inc. New York. USA.

Norma SAE JA1012 (1999). *"Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (Rcm) Processes"*

Norma SAE JA1012 (2002). *"A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard"*

Oyarzún, D. V. (2008). Aplicación del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad RCM en Motores Detroit 16V-149TI en Codelco División Andina. Tesis de Graduación. Universidad Austral de Chile. Chile. Disponible en: <http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2008/bmfciv335a/doc/bmfciv335a.pdf>

Pistarelli, A. (2010). "Manual de mantenimiento. Ingeniería, gestión y organización". Primera edición. Talleres gráficos R y C. Buenos Aires. Argentina.

Rojas, R. (2010). "Plan para la implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad (rcm) para plantas de concreto en proyectos del ICE". Proyecto final de graduación. universidad para la cooperación internacional(UCI). Costa Rica. Disponible en: <http://www.uci.ac.cr/Biblioteca/Tesis/PFGMAP766.pdf>

Siprotec4.pdf Disponible en:

<http://www.siemens.com.mx/cms/mam/ICS/SG/ea/Documents/Siprotec4.pdf>

Storti, G. Ríos, G. Campodónico, G. (2007). "Base de datos. Modelo Entidad Relación". Colegio Manuel Belgrano. Buenos Aires, Argentina.

Valverde, J. (1992). "Folleto Administración de Mantenimiento I. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Cartago, Costa Rica.

7. Apéndices

7.1 Análisis mejorabilidad

Modulo	Sub	FA	C R	EN S	T P	RS O	D I	C=CR+ENS+TP+RSO+D I	F X C
Trafo1 baja	El Coco	0,2 9	5	2	4	2	5	18,0	5,14
Trafo1 baja	Escazu	0,3 3	5	3	2	3	1	14	4,62
Trafo1 baja	Heredia	0,2 5	5	2	5	3	3	18	4,5
Trafo2 baja	Alajuelita	0,3	5	2	4	1	2	14,0	4,2
Trafo3 baja	Belen	0,2 7	5	2	4	3	1	15	4,05
Capacitor	Garita	1	2	0	0	2	0	4,0	4
LT Colima	Heredia	0,5	4	0	0	3	1	8	4
LT Colima 1	San Miguel	0,2 9	4	0	0	3	4	11	3,19
Trafo2 alta	Lindora	0,2 9	5	2	0	3	1	11,0	3,14
Trafo2 alta	Escazu	0,1 4	5	3	4	3	4	19	2,66
LT Cariblanco	San Miguel	0,1 7	4	0	3	3	4	14	2,38
LT El coco	Caja	0,1 7	4	0	3	3	3	13	2,21
LT Lindora 1	Tarbaca	0,3	4	0	1	1	1	7,0	2,1

LT Caja	Heredia	0,2 5	4	0	0	3	1	8	2
LT Caja	Alajuelita	0,2	4	0	3	2	1	10	2
Trafo4 baja	Belén	0,1 1	5	2	4	3	4	18	1,98
LT Lindora 2	San Miguel	0,1 4	4	0	3	3	4	14	1,96
LT caja1	Lindora	0,1 4	4	0	3	3	3	13,0	1,86
Linea San Miguel	Cariblanco	0,1 7	4	0	0	2	4	10,0	1,7
Enlace 230	Cariblanco	0,3 3	1	0	2	1	0	4,0	1,32
Trafo2 baja(intel)	Belén	0,3 3	5	1	5	2	5	18	5,94
Trafo1 baja	Caja	0,3 3	5	1	5	3	1	15	4,95
Trafo4 baja	Caja	0,3 3	5	1	5	3	1	15	4,95
Trafo1 baja	coronado	0,3 3	5	1	2	3	1	12	3,96
Autotrafo1 Baja	Caja	0,3 3	5	0	0	3	0	8	2,64
Autotrafo2 Baja	Caja	0,3 3	5	0	0	3	0	8	2,64
Trafo1 alta	Lindora	0,1	5	1	5	3	5	19,0	1,9
Trafo2 alta(intel)	Belén	0,1	5	1	5	2	5	18	1,8
Trafo4 alta	Belén	0,1	5	2	4	3	4	18	1,8

Trafo5 alta	Belén	0,1	5	2	4	3	4	18	1,8
Trafo1 alta	Alajuelita	0,1	5	3	4	2	2	16	1,6
LT Belen 1	Caja	0,1	4	0	3	3	5	15	1,5
LT Belen 2	Caja	0,1	4	0	3	3	5	15	1,5
Trafo1 alta	Caja	0,1	5	1	5	3	1	15	1,5
Trafo3 alta	Caja	0,1	5	2	4	3	1	15	1,5
Trafo4 alta	Caja	0,1	5	1	5	3	1	15	1,5
LT San Miguel	coronado	0,1	4	0	3	3	4	14	1,4
LT Tejar	coronado	0,1	4	0	3	3	4	14	1,4
Trafo2 alta	Alajuelita	0,1	5	2	4	1	2	14	1,4
barra 138	Sabanilla	0,0 7	1	4	4	5	5	19	1,33
LT alajuelita	Caja	0,1	4	0	3	3	3	13	1,3
LT Colima	Caja	0,1	4	0	3	3	3	13	1,3
LT Escazu	Caja	0,1	4	0	3	3	3	13	1,3
LT Lindora 1	Caja	0,1	4	0	3	3	3	13	1,3
LT Lindora 2	Caja	0,1	4	0	3	3	3	13	1,3

Trafo1 alta	coronado	0,1	5	1	2	3	1	12	1,2
Trafo2 alta	coronado	0,1	5	1	2	3	1	12	1,2
barra A 230	Belén	0,0 7	1	2	5	5	3	16	1,12
barra A 230	Lindora	0,0 7	1	1	4	5	5	16,0	1,12
Barra B 230	Caja	0,0 7	1	3	4	5	3	16	1,12
barra B 230	Belén	0,0 7	1	3	4	5	3	16	1,12
Barra B 230	Lindora	0,0 7	1	2	4	5	4	16,0	1,12
Barra A 230	coronado	0,0 7	3	1	2	5	4	15	1,05
Barra A 230	Caja	0,0 7	1	2	4	5	3	15	1,05
barra B 230	coronado	0,0 7	3	1	2	5	4	15	1,05
barra 138	este	0,0 7	1	3	4	5	1	14	0,98
Barra 4 34,5 t4	Belen	0,0 7	1	2	4	3	4	14	0,98
Barra 5 34,5 t5	Belén	0,0 7	1	2	4	3	4	14	0,98
barra B 13,8	Sabanilla	0,0 7	1	1	2	5	5	14	0,98
barra A 13,8	Sabanilla	0,0 7	1	1	5	5	1	13	0,91
Barra Alta	Alajuelita	0,0 7	1	3	4	2	3	13,0	0,91

LT conexión barras 230	Caja	0,0 7	4	0	3	3	3	13	0,91
Trafo2 alta	Tarbaca	0,1	5	1	1	1	1	8,6	0,86
Autotrafo1 Alta	Caja	0,1	5	0	0	3	0	8	0,8
Autotrafo2 Alta	Caja	0,1	5	0	0	3	0	8	0,8
LT lindora 2	Tarbaca	0,1	4	0	1	1	1	7,0	0,7
Barra A138	Caja	0,0 7	1	0	0	5	3	9	0,63
enlace 230	coronado	0,0 7	4	0	3	1	0	8	0,56
Barra B_Alta	Tarbaca	0,0 7	2	2	1	1	1	7,0	0,49
Barra A_Alta	Tarbaca	0,0 7	1	2	1	1	1	6,0	0,42
Capacitor	Sabanilla	0,1	2	0	0	2	0	4	0,4
capacitor	Este	0,1	2	0	0	2	0	4	0,4
Capacitor1	Caja	0,1	2	0	0	2	0	4	0,4
Capacitor2	Caja	0,1	2	0	0	2	0	4	0,4
Enlace 230	Belén	0,0 7	1	0	3	1	0	5	0,35
Enlace 230	Lindora	0,0 7	1	0	3	1	0	5,0	0,35
Trafo1 baja	Peñas Blancas	0,3 3	5	2	5	3	5	20,0	6,6

Trafo2 baja	Ciudad Quesada	0,3 3	5	2	5	3	5	20,0	6,6
autotrafo 24,9-34,5 baja	Ciudad Quesada	0,3 3	5	2	4	4	3	18,0	5,94
Trafo1 baja	Ciudad Quesada	0,3 3	5	2	4	3	3	17,0	5,61
Trafo1 baja	Cariblanco	0,3 3	5	1	2	3	2	13,0	4,29
AutoTrafo1 baja	Garita	0,3 3	5	0	0	4	0	9,0	2,97
AutoTrafo2 baja	Garita	0,3 3	5	0	0	4	0	9,0	2,97
Trafo2 alta	Ciudad Quesada	0,1	5	2	5	3	5	20,0	2
Linea General	Cariblanco	0,2	4	0	0	2	4	10,0	2
Trafo2 alta 230. 69	Peñas Blancas	0,1	5	2	4	3	5	19,0	1,9
autotrafo 24,9-34,5 alta	Ciudad Quesada	0,1	5	2	4	4	3	18,0	1,8
Trafo1 alta	Ciudad Quesada	0,1	5	2	4	3	3	17,0	1,7
Trafo1 alta	Garita	0,1	5	2	2	3	2	14,0	1,4
Trafo2 alta	Garita	0,1	5	2	2	3	2	14,0	1,4
Línea Balsa	Peñas Blancas	0,2	4	0	0	2	1	7,0	1,4
Línea Ciudad Quesada	Peñas Blancas	0,2	4	0	0	2	1	7,0	1,4
Línea Peñas Blancas	Ciudad Quesada	0,2	4	0	0	2	1	7,0	1,4

Línea tejona	Peñas Blancas	0,2	4	0	0	2	1	7,0	1,4
Línea venecia	Ciudad Quesada	0,2	4	0	0	2	1	7,0	1,4
barra 230	Peñas Blancas	0,0 7	1	4	4	5	5	19,0	1,33
Trafo1 alta	Cariblanco	0,1	5	1	2	3	2	13,0	1,3
barra a 230	Cariblanco	0,0 7	1	2	3	5	4	15,0	1,05
barra b 230	Cariblanco	0,0 7	1	2	3	5	4	15,0	1,05
barra 24,9	Peñas Blancas	0,0 7	1	2	4	1	5	13,0	0,91
AutoTrafo1 alta	Garita	0,1	5	0	0	4	0	9,0	0,9
AutoTrafo2 alta	Garita	0,1	5	0	0	4	0	9,0	0,9
barra 24,9	Cariblanco	0,0 7	1	1	2	1	2	7,0	0,49
Reserva 34,5	Garita	0,1	1	0	0	1	2	4,0	0,4
Enlace 138	Garita	0,0 7	1	0	1	1	0	3,0	0,21
reserva 230	Ciudad Quesada	0,1	1	0	0	1	0	2,0	0,2
reserva 24,9	Ciudad Quesada	0,1	1	0	0	1	0	2,0	0,2
reserva 34,5	Ciudad Quesada	0,1	1	0	0	1	0	2,0	0,2
enlace 24,5	Ciudad Quesada	0,0 7	1	0	0	1	0	2,0	0,14

barra 138	Desamparados	0,2	2	5	4	5	4	20	4
Trafo3 baja	Colima	0,2 5	5	2	5	3	1	16	4
Trafo4 baja	Colima	0,2 5	5	2	5	3	1	16	4
Trafo3 baja	Heredia	0,2 5	5	1	1	3	3	13	3,25
Trafo1 baja	Alajuelita	0,2	5	3	4	1	2	15	3
Trafo1 baja	Este	0,2 2	5	2	2	3	1	13	2,86
LT caja2	Lindora	0,2 9	4	0	0	3	3	10,0	2,86
Trafo4 baja	Heredia	0,2 5	5	1	1	3	1	11	2,75
Trafo1 baja	Lindora	0,1 4	5	1	5	3	5	19,0	2,71
Linea Caja	El Coco	0,3 5	4	0	0	2	1	7,0	2,45
LT Concavas	Alajuelita	0,3 5	4	0	0	2	1	7	2,45
LT desamparados	Escazu	0,2	4	0	0	3	4	11	2,2
LT este	Desamparados	0,2	4	0	0	3	4	11	2,2
LT Lindora 1	San Miguel	0,2	4	0	0	3	4	11	2,2
LT Caja2	Belen	0,2 5	4	0	0	3	1	8	2
Trafo1 alta	El Coco	0,1	5	2	4	2	5	18,0	1,8

Trafo2 alta	El Coco	0,1	5	2	4	2	5	18,0	1,8
Trafo3 alta	El Coco	0,1	5	2	4	2	5	18,0	1,8
Linea Toro	Cariblanco	0,1 7	4	0	0	2	4	10,0	1,7
Trafo3 alta	Belén	0,1 1	5	2	4	3	1	15	1,65
Barra B 138	Caja	0,1 7	1	0	0	5	3	9	1,53
barra B 34,5	San Miguel	0,1 7	1	2	1	2	3	9	1,53
Autotrafo3 Alta	Caja	0,1 7	5	0	0	3	0	8	1,36
Autotrafo3 Baja	Caja	0,1 7	5	0	0	3	0	8	1,36
Autotrafo4 Alta	Caja	0,1 7	5	0	0	3	0	8	1,36
Autotrafo4 Baja	Caja	0,1 7	5	0	0	3	0	8	1,36
Trafo2 baja	Tarbaca	0,1 5	5	1	1	1	1	8,6	1,29
LT Caja1	Belén	0,1 1	4	0	3	3	1	11	1,21
LT Anonos	Alajuelita	0,1	4	0	3	2	3	12	1,2
LT Parrita	Tarbaca	0,1 5	4	0	1	1	1	7,3	1,09
Línea Garita	El Coco	0,1 4	4	0	0	2	1	7,0	1
Barra 3 34,5 t3	Belén	0,1 1	1	1	2	3	1	8	0,88

Capacitor	Heredia	0,2 5	2	0	0	1	0	3	0,75
capacitor1	Alajuelita	0,1	2	0	0	2	0	4,0	0,4
capacitor2	Alajuelita	0,1	2	0	0	2	0	4,0	0,4
Trafo1 baja	San Miguel	0,3 3	5	2	5	3	5	20	6,6
Trafo1 baja	Sabanilla	0,3 3	5	1	5	3	1	15	4,95
Trafo2 baja	Sabanilla	0,3 3	5	1	2	3	4	15	4,95
Trafo2 baja	Heredia	0,3 3	5	2	1	3	3	14	4,62
Trafo3 baja	Sabanilla	0,3 3	5	2	2	3	1	13	4,29
Trafo1 baja****	Anonos	0,3 3	5	3	0	3	1	12	3,96
Autotrafo1 Baja	San Miguel	0,3 3	5	0	3	3	0	11	3,63
Autotrafo3 Baja	San Miguel	0,3 3	5	0	3	3	0	11	3,63
Trafo1 alta	San Miguel	0,1	5	2	5	3	5	20	2
Trafo1 alta	Anonos	0,1	5	3	4	3	4	19	1,9
Trafo1 alta	Heredia	0,1	5	2	5	3	3	18	1,8
Trafo1 alta	Desamparados	0,1	5	3	5	3	1	17	1,7
Trafo1 alta	Colima	0,1	5	2	5	3	1	16	1,6

Trafo2 alta	Desamparados	0,1	5	3	4	3	1	16	1,6
Trafo2 alta	Colima	0,1	5	2	5	3	1	16	1,6
Trafo3 alta	Colima	0,1	5	2	5	3	1	16	1,6
Trafo4 alta	Colima	0,1	5	2	5	3	1	16	1,6
Trafo1 alta	Sabanilla	0,1	5	1	5	3	1	15	1,5
Trafo2 alta	San Miguel	0,1	5	2	2	3	3	15	1,5
Trafo2 alta	Sabanilla	0,1	5	1	2	3	4	15	1,5
LT Colima 2	San Miguel	0,1	4	0	3	3	4	14	1,4
LT Coronado	San Miguel	0,1	4	0	3	3	4	14	1,4
LT Sabanilla	San Miguel	0,1	4	0	3	3	4	14	1,4
Trafo1 alta	Escazú	0,1	5	3	2	3	1	14	1,4
Trafo2 alta	Heredia	0,1	5	2	1	3	3	14	1,4
LT Cachi	Sabanilla	0,1	4	0	2	3	4	13	1,3
LT Guadalupe	Sabanilla	0,1	4	0	2	3	4	13	1,3
LT San Miguel	Sabanilla	0,1	4	0	2	3	4	13	1,3
Trafo3 alta	Heredia	0,1	5	1	1	3	3	13	1,3

Trafo3 alta	Sabanilla	0,1	5	2	2	3	1	13	1,3
Barra	Escazú	0,0 7	1	3	4	5	4	17	1,19
Barra	Colima	0,0 7	2	5	4	5	1	17	1,19
Autotrafo1 Alta	San Miguel	0,1	5	0	3	3	0	11	1,1
Autotrafo3 Alta	San Miguel	0,1	5	0	3	3	0	11	1,1
Trafo4 alta	Heredia	0,1	5	1	1	3	1	11	1,1
barra A 34,5	San Miguel	0,0 7	1	2	4	5	3	15	1,05
barra B 230	San Miguel	0,0 7	1	2	4	5	3	15	1,05
barra A 34,5	Sabanilla	0,0 7	1	2	2	5	4	14	0,98
LT Caja	Colima	0,1	4	0	2	3	0	9	0,9
LT Heredia	Colima	0,1	4	0	2	3	0	9	0,9
LT San Miguel 1	Colima	0,1	4	0	2	3	0	9	0,9
LT San Miguel 2	Colima	0,1	4	0	2	3	0	9	0,9
barra A 230	San Miguel	0,0 7	1	2	1	5	3	12	0,84
Barra alta	Heredia	0,0 7	1	0	3	5	3	12	0,84
barra A 138	San Miguel	0,0 7	1	0	1	5	3	10	0,7

barra B 34,5	Sabanilla	0,0 7	1	1	2	5	1	10	0,7
enlace 138	San Miguel	0,0 7	4	0	2	1	0	7	0,49
Enlace 230	San Miguel	0,0 7	4	0	2	1	0	7	0,49
capacitor	San Miguel	0,1	2	0	0	2	0	4	0,4
Capacitor	Escazú	0,1	2	0	0	1	0	3	0,3
Capacitor	Anonos	0,1	2	0	0	1	0	3	0,3
Capacitor 1	Colima	0,1	2	0	0	1	0	3	0,3
Capacitor 2	Colima	0,1	2	0	0	1	0	3	0,3
enlace	Escazú	0,0 7	1	0	1	1	0	3	0,21
Capacitor 1	Desamparados	0,1	1	0	0	1	0	2	0,2
Capacitor 2	Desamparados	0,1	1	0	0	1	0	2	0,2
LT Alajuelita***	Anonos	0,1	0	0	0	1	1	2	0,2
barra	Heredia	0,0 7	2	4	4	5	3	18,0	1,26
LD Acosta	Tarabaca	18	3	2	1	1	1	8,0	144
LD la Lucha	Tarabaca	18	3	2	1	1	1	8,0	144
LD fortuna	Peñas Blancas	8	3	1	5	1	5	15,0	120

LD ciudad quesada	Ciudad Quesada	8	3	1	5	1	5	15,0	120
LD B4/PI Alajuela	Belén	15	3	1	2	1	1	8	120
LD Atenas	Garita	12	3	1	2	1	2	9,0	108
LD Parrita	Garita	12	3	1	2	1	2	9,0	108
LD la marina 24,9	Ciudad Quesada	7	3	1	4	1	5	14,0	98
LD florencia 24,9	Ciudad Quesada	6	3	1	4	1	5	14,0	84
LD peñas	Peñas Blancas	7	3	1	5	1	1	11,0	77
LD san francisco 24,9	Ciudad Quesada	5	3	1	4	1	5	14,0	70
Trafo2 baja	Peñas Blancas	3	5	2	4	3	5	19,0	57
LDvenecia	Cariblanco	6	3	1	2	1	2	9,0	54
LD la virgen	Cariblanco	6	3	1	2	1	2	9,0	54
Trafo2 baja	San Miguel	3,3	5	2	2	3	3	15	49,5
LD zarcero 34,5	Ciudad Quesada	5	3	1	2	1	2	9,0	45
Lg platanar 24,9 generación ex	Ciudad Quesada	3	3	2	4	2	3	14,0	42
barra A 138 (generación)	Garita	2	1	2	4	5	4	16,0	32
Línea Caja	Garita	3	4	0	0	2	4	10,0	30

barra B 138 (autos)	Garita	2	1	0	4	5	4	14,0	28
Lg san Lorenzo 34,5	Ciudad Quesada	2	3	3	4	1	3	14,0	28
Trafo1 baja	Garita	2	5	2	2	3	2	14,0	28
Trafo2 baja	Garita	2	5	2	2	3	2	14,0	28
LT Barranca 2/garita	Lindora	3,0 0	4	0	0	3	2	9,0	27
LT Barranca 1/arenal	Lindora	2,2 9	4	0	0	3	2	9,0	20,5 7
Línea El coco	Garita	2	4	0	0	2	4	10,0	20
LT Barranca	Garita	2	4	0	0	2	4	10,0	20
Línea Poás	Garita	2	4	0	0	4	1	9,0	18
Lg matamoros 24,9	Ciudad Quesada	3	3	2	4	2	3	14,0	42
LD Oeste	Heredia	2,7 5	3	1	1	1	3	9	24,7 5
LD Este	Heredia	2,5	3	1	1	1	3	9	22,5
Autotrafo2 Alta	San Miguel	2	5	0	3	3	0	11	22
Autotrafo2 Baja	San Miguel	2	5	0	3	3	0	11	22
LT Cachi	San Miguel	2	4	0	0	3	4	11	22
LD industrial	Heredia	2	3	2	1	1	3	10	20

Línea Lindora	Garita	2	4	0	0	2	4	10,0	20
Trafo2 baja	El Coco	1	5	2	4	2	5	18,0	18
Trafo3 baja	El Coco	1	5	2	4	2	5	18,0	18
Trafo1 baja	Desamparados	1	5	3	5	3	1	17	17
LD Norte	Heredia	1,7 5	3	1	1	1	3	9	15,7 5
LD Global	Heredia	1,5	3	2	1	1	3	10	15
Trafo1 alta(intel)	Belén	0,6 7	5	1	5	2	5	18	12,0 6
Trafo2 baja	coronado	1	5	1	2	3	1	12	12
LD sur	Heredia	1,2 5	3	1	1	1	3	9	11,2 5
Trafo4 alta	Sabanilla	0,6 7	5	1	2	3	5	16	10,7 2
Trafo4 baja	Sabanilla	0,6 7	5	1	2	3	5	16	10,7 2
barra B 138	San Miguel	1	1	0	1	5	3	10	10
Trafo2 baja	Desamparados	0,6	5	3	4	3	1	16	9,6
Capacitor	El Coco	1	2	0	0	2	5	9,0	9
LD san pablo	Heredia	1	3	1	1	1	3	9	9
LT San Antonio PG	Caja	1	4	3	0	1	1	9	9

Trafo2 baja	Lindora	0,5 7	5	2	4	3	1	15,0	8,57
Trafo2 baja	Colima	0,5	5	3	5	3	1	17	8,5
Trafo1 baja	Colima	0,5	5	2	5	3	1	16	8
Trafo3 baja	Caja	0,5	5	2	4	3	1	15	7,5
LT San Miguel 1	Lindora	0,7 1	4	0	0	3	3	10,0	7,14
LD las flores	Heredia	0,7 5	3	1	1	1	3	9	6,75
LT Escazu	Desamparados	0,6	4	0	0	3	4	11	6,6
Trafo2 baja	Escazú	0,3 3	5	3	4	3	4	19	6,27
Trafo1 baja(intel)	Belén	0,3 3	5	1	5	2	5	18	5,94
Trafo5 baja	Belén	0,3 3	5	2	4	3	4	18	5,94
LT San Miguel 2	Lindora	0,5 7	4	0	0	3	3	10,0	5,71
LT Tarbaca 2	Lindora	0,5 7	4	0	0	3	3	10,0	5,71
LT Garabito	Caja	0,5	4	0	0	4	3	11	5,5
LT Garita	Caja	0,5	4	0	0	3	3	10	5
LT Heredia	Caja	0,5	4	0	0	3	3	10	5
LT Caja	Escazú	0,4	4	0	0	3	4	11	4,4

7.2 Hojas de Trabajo

<div style="border: 1px solid black; padding: 10px; text-align: center; margin: 10px auto; width: 350px;"> HOJA DE TRABAJO RCM </div> <div style="text-align: right; margin-top: 10px;"> Página 1 de 1 Realizó: Coordinador: Facilitador: Fecha: </div>									
Modulo	Línea Distribución y transformador								
Subparte	Relé de sobrecorriente								
COMPONENTE	FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	MODULO DE FALLA	CAUSA	EFEECTO	ACCIÓN PROACTIVA			
relé sobrecorriente	1	comparar las variables eléctricas conectadas a sus bornes de entrada con los valores ajustados internamente, para decidir si existe una condición de falla y provocar la desconexión del elemento protegido, enviando la señal por el canal de disparo	A	no realiza ninguna función	Fusible de entrada quemado	Subita, desconocida	El relé no esta operativo, si en ese momento hubiera una falla en el elemento protegido, tendría que actuar la protección aguas arriba desconectado una mayor cantidad de elementos, generando mayor energía no servida. El fusible o la fuente interna se deben reemplazar, en caso de falla de la fuente cd se debe restablecer el suministro	5	no se puede prevenir, manejar stock de repuestos
					Fuente interna quemada	corto en salida binaria(fallo en equipo externo)		5	no se puede prevenir, manejar stock de repuestos
					falla alimentación cd	-		-	El sistema CD se analiza por separado
relé sobrecorriente	1	comparar las variables eléctricas conectadas a sus bornes de entrada con los valores ajustados internamente, para decidir si existe una condición de falla y provocar la desconexión del elemento protegido, enviando la señal por el canal de disparo	A	No envía la señal de desconexión ante una condición de falla.	Alambrado erróneo de las entradas de corriente	error humano	Las mediciones instantáneas que muestra el relé no concuerdan con las del sistema, , si en ese momento hubiera una falla en el elemento protegido, tendría que actuar la protección aguas arriba desconectado una mayor cantidad de elementos, esto podría generar energía no servida. Para corregir el problema se debe alambrear de manera correcta las señales de corriente	3	creación de instrucciones de trabajo para los protocolos de puesta en marcha
relé sobrecorriente	1	comparar las variables eléctricas conectadas a sus bornes de entrada con los valores ajustados internamente, para decidir si existe una condición de falla y provocar la desconexión del elemento protegido, enviando la señal por el canal de disparo	A	No envía la señal de desconexión ante una condición de falla.	error de parametrización de la función de protección	error humano	Modo de falla oculto, si en ese momento hubiera una falla en el elemento protegido, tendría que actuar la protección aguas arriba desconectado una mayor cantidad de elementos. Para corregir el problema se debe reprogramar la función de protección de manera correcta.	3	creación de instrucciones de trabajo para los protocolos de puesta en marcha

RCM

HOJA DE TRABAJO RCM

Página 2 de 1

Realizó:

Coordinador:

Facilitador:

Fecha:

Modulo		Línea Distribución y transformador					
Subparte		Relé de sobrecorriente					
COMPONENTE		FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA	EFEECTO	ACCIÓN PROACTIVA
relé sobrecorriente	1	comparar las variables eléctricas conectadas a sus bornes de entrada con los valores ajustados internamente, para decidir si existe una condición de falla y provocar la desconexión del elemento protegido, enviando la señal por el canal de disparo	No envía la señal de desconexión ante una condición de falla.	error de parametrización de la matriz de salidas binarias	error humano	Modo de falla oculto, si en ese momento hubiera una falla en el elemento protegido, tendría que actuar la protección aguas arriba desconectando una mayor cantidad de elementos. Para corregir el problema se debe reprogramar las salidas binarias de manera correcta.	3 creación de instrucciones de trabajo para los protocolos de puesta en marcha
relé sobrecorriente	1	comparar las variables eléctricas conectadas a sus bornes de entrada con los valores ajustados internamente, para decidir si existe una condición de falla y provocar la desconexión del elemento protegido, enviando la señal por el canal de disparo	Envía señal de desconexión sin que exista una condición de falla	error de parametrización de la función de protección	error humano	Modo de falla oculto, el relé interpreta una falla durante las condiciones normales y envía la señal de desconexión. Esto podría generar energía no servida, el problema se corrige parametrizando de manera correcta la función de protección.	3 creación de instrucciones de trabajo para los protocolos de puesta en marcha

HOJA DE TRABAJO RCM

Página 2 de 1

Realizó:

Coordinador:

Facilitador:

Fecha:

Modulo		Línea Distribución y transformador					
Subparte		Relé de sobrecorriente					
COMPONENTE	FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	MODULO DE FALLA	CAUSA	EFEECTO	ACCIÓN PROACTIVA	
relé sobrecorriente	1 comparar las variables eléctricas conectadas a sus bornes de entrada con los valores ajustados internamente, para decidir si existe una condición de falla y provocar la desconexión del elemento protegido, enviando la señal por el canal de disparo	Envía señal de desconexión sin que exista una condición de falla	error de parametrización de la matriz de salidas binarias	error humano	Modo de falla oculto, si esto sucede el relé puede enviar una señal de control por el canal de disparo provocando la desconexión del elemento en condiciones normales, esto puede generar energía no servida	3	creación de instrucciones de trabajo para los protocolos de puesta en marcha
relé sobrecorriente	2 Reconectar el elemento protegido después de una operación por falla en un tiempo predefinido(función de recierre)	A No se da la reconexión	error de parametrización	error humano	si se parametriza de manera incorrecta la función de recierre este no se da y el interruptor se encuentra en posición abierta, si la falla fuese pasajera podría generar energía no servida. Para solucionar el problema se deben programar de manera correcta la función de recierre	3	creación de instrucciones de trabajo para los protocolos de puesta en marcha
relé sobrecorriente	2 Reconectar el elemento protegido después de una operación por falla en un tiempo predefinido(función de recierre)	A No se da la reconexión	mal alambrado de la entrada binaria de posición de interruptor	error humano	Si se pierde la señal de posición del interruptor no se ejecuta el recierre y el interruptor se encuentra en posición abierta, si la falla fuese pasajera podría generar energía no servida. Para solucionar el problema se debe alambra de manera correcta la entrada binaria y verificar que se registre la posición del interruptor en el display del relé	3	creación de instrucciones de trabajo para los protocolos de puesta en marcha
relé sobrecorriente	2 Reconectar el elemento protegido después de una operación por falla en un tiempo predefinido(función de recierre)	A No se da la reconexión	Terminales de posición de interruptor flojas	dilatación térmica, vibración	Si se pierde la señal de posición del interruptor no se ejecuta el recierre y el interruptor se encuentra en posición abierta, si la falla fuese pasajera podría generar energía no servida. Para solucionar el problema se deben ajustar las conexiones y verificar que se registre la posición del interruptor en el display del relé	1	Resoque periódico

HOJA DE TRABAJO RCM

Página 2 de 1

Realizó:

Coordinador:

Facilitador:

Fecha:

Modulo		Línea Distribución y transformador					Fecha:		
Subparte		Cableado y contactos de patio							
COMPONENTE	FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA	CAUSA	EFEECTO	ACCIÓN PROACTIVA	
Cableado y contactos de patio	1	transmitir la señal de disparo desde la salida binaria del relé hasta la bobina de disparo del disyuntor	A	No transmite señal	desajuste en los contactos de la seccionadora	Largos periodos de uso sin reajustar	Se enciende la alarma de falla de canal de disparo, si hubiera una falla en el elemento protegido, tendria que actuar la proteccion aguas arriba desconectado una mayor cantidad de elementos,para reparar la falla se debe ajustar los contactos auxiliares de la seccionadora.	1	Inspeccion Mto preventivo
Cableado y contactos de patio	1	transmitir la señal de disparo desde la salida binaria del relé hasta la bobina de disparo del disyuntor	A	No transmite señal	mal alambrado en los contactos auxiliares de las seccionadoras	error humano	Falla oculta , si hubiera una falla en el elemento protegido, tendria que actuar la proteccion aguas arriba desconectado una mayor cantidad de elementos,para reparar la falla se debe alambra de manera correcta los constactos de la seccionadora	3	creación de instrucciones de trabajo para los protocolos de puesta en marcha
Cableado y contactos de patio	1	transmitir la señal de disparo desde la salida binaria del relé hasta la bobina de disparo del disyuntor	A	No transmite señal	bobina de disparo abierta	sulfatacion por humedad	Se enciende la alarma de falla de canal de disparo, si hubiera una falla en el elemento protegido, tendria que actuar la proteccion aguas arriba desconectado una mayor cantidad de elementos,para reparar la falla se debe reemplazar la bobina de disparo.	1	Inspeccion Mto preventivo

HOJA DE TRABAJO RCM

Página 2 de 1

Realizó:

Coordinador:

Facilitador:

Fecha:

Modulo		Línea Distribución y transformador					
Subparte		Cableado y contactos de patio					
COMPONENTE	FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA	EFEECTO	ACCIÓN PROACTIVA
Cableado y contactos de patio	1	transmitir la señal de disparo desde la salida binaria del relé hasta la bobina de disparo del disyuntor	A No transmite señal	bobina de disparo ligada	perdida de aislamiento(humedad)	Falla oculta, si hubiera una falla en el elemento protegido, tendria que actuar la proteccion aguas arriba desconectado una mayor cantidad de elementos,para reparar la falla se debe reemplazar la bobina de disparo.	6 Pruebas funcionales
Cableado y contactos de patio	1	transmitir la señal de disparo desde la salida binaria del relé hasta la bobina de disparo del disyuntor	A No transmite señal	cable roto, desconectado	Aleatoria	Se enciende la alarma de falla de canal de disparo, si hubiera una falla en el elemento protegido, tendria que actuar la proteccion aguas arriba desconectado una mayor cantidad de elementos,para reparar la falla se debe reemplazar el conductor	1 Inspeccion Mto preventivo

HOJA DE TRABAJO RCM

Página 2 de 1

Realizó:

Coordinador:

Facilitador:

Fecha:

Modulo		Línea Distribución y transformador					
Subparte		Caja intermedia					
COMPONENTE		FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA	EFEECTO	ACCIÓN PROACTIVA
caja intermedia	1	proteger de la intemperie las regletas y circuitos	A no protege de la interperie las regletas y circuitos	degradacion de los sellos de la puerta	envejecimiento	La caja intermedia presenta humedad en su interior, se pueden encontrar regletas con corrosion, en casos graves puede existir perdida de señales. Para solucionarlo se deben cambiar los sellos de puerta, se debeb sustituir las regletas, puentes que se encuentren en mal estado	inspeccion Mto preventivo
caja intermedia	1	proteger de la intemperie las regletas y circuitos	A no protege de la interperie las regletas y circuitos	resistencia calefactora quemada	humedad, fin del ciclo de vida	La caja intermedia presenta humedad en su interior, se pueden encontrar regletas con corrosion, en casos graves puede existir perdida de señales. Para solucionarlo se deben cambiar los sellos de puerta, se debeb sustituir las regletas, puentes que se encuentren en mal estado	inspeccion Mto preventivo
caja intermedia	1	proteger de la intemperie las regletas y circuitos	A no protege de la interperie las regletas y circuitos	sellos de ductos inexistentes	Personal no coloca despues de removerlo	La caja intermedia presenta humedad en su interior, se pueden encontrar regletas con corrosion, en casos graves puede existir perdida de señales. se pueden encontrar animales o insectos pequeños que pueden causar cortos . Para solucionarlo se deben cambiar los sellos de puerta, se debeb sustituir las regletas, puentes que se encuentren en mal estado.	inspeccion Mto preventivo Concientizar al personal tecnico acerca de la importancia de los sellos
caja intermedia	1	proteger de la intemperie las regletas y circuitos	A no protege de la interperie las regletas y circuitos	corrosion en la caja intermedia	envejecimiento normal, perdida de recubrimiento	Corrosion visible, La caja intermedia presenta humedad en su interior, se pueden encontrar regletas con corrosion, en casos graves puede existir perdida de señales. se pueden encontrar animales o insectos pequeños que pueden causar cortos. Para solucionarlo se debe reacondicionar la caja en casos graves se debe sustituit por completo.	inspeccion Mto preventivo

HOJA DE TRABAJO RCM

Página 2 de 1

Realizó:

Coordinador:

Facilitador:

Fecha:

Modulo		Línea Distribución y transformador				Facilitador:			
Subparte		Bahia control				Fecha:			
COMPONENTE	FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		Modo de falla	CAUSA	EFEECTO	ACCIÓN PROACTIVA	
bahia de control	1	mando: apertura y cierre de interruptores de potencia y seccionadoras motorizadas	A	No se puede operar el interruptor o la secciomadora	Mal alambrado de conexiones	error humano	Imposibilidad de operar los elementos, Para corregir el problema se debe alambra de manera correcta las conexiones de la unidad de control	3	creación de instrucciones de trabajo para los protocolos de puesta en marcha
bahia de control	1	mando: apertura y cierre de interruptores de potencia y seccionadoras motorizadas	A	No se puede operar el interruptor o la secciomadora	Programacion incorrecta	error humano	Imposibilidad de operar los elementos, Para corregir el problema se debe programar de manera correcta la unidad de control	3	creación de instrucciones de trabajo para los protocolos de puesta en marcha.
bahia de control	1	mando: apertura y cierre de interruptores de potencia y seccionadoras motorizadas	A	No se puede operar el interruptor o la secciomadora	Tarjeta de I/O no envía señal	Corto en la salida binaria	Imposibilidad de operar los elementos, Para corregir el problema se debe reemplazar la unidad de control	5	no se puede prevenir, manejar stock de repuestos
bahia de control	1	mando: apertura y cierre de interruptores de potencia y seccionadoras motorizadas	A	No se puede operar el interruptor o la secciomadora	Keypad Dañado	Falla interna subita	Imposibilidad de operar los elementos, Para corregir el problema se debe reemplazar la unidad de control	5	no se puede prevenir, manejar stock de repuestos
bahia de control	1	mando: apertura y cierre de interruptores de potencia y seccionadoras motorizadas	A	No se puede operar el interruptor o la secciomadora	Display Dañado	falla interna subita	Imposibilidad de operar los elementos, Para corregir el problema se debe reemplazar la unidad de control	5	no se puede prevenir, manejar stock de repuestos

HOJA DE TRABAJO RCM

Página 2 de 1

Realizó:

Coordinador:

Facilitador:

Fecha:

Modulo		Línea Distribución y transformador				Fecha:			
Subparte		Equipos de alimentación y respaldo de corriente CD.							
COMPONENTE	FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	Modo de Falla	CAUSA	EFFECTO	ACCIÓN PROACTIVA		
rectificador	1	Rectificar la corriente alterna(440v/220/120) a corriente directa(125-135)	A	no rectifica	termico dañado	corto, falla tierra., animales ratones	Se presenta en alarma en la sala de control, cables dañados termico dañado, reemplazo de componente dañado o reestablecer el servcion	1	Inspeccion Mto preventivo
rectificador	1	Rectificar la corriente alterna(440v/220/120) a corriente directa(125-135)	A	no rectifica	Puente rectificador dañado	Corto circuito	Se presenta en alarma en la sala de control, se debe reemplazar el rectificador en menos 8 horas de lo contrario la subestacion podria sufrir un apagon total.	5	no se puede prevenir, manejo stock
Control	2	Regular el nivel de tension según los parametros ingresados por el usuario	A	no regula	tarjeta de control dañada	Subita, aleatorio	Se presenta en alarma en la sala de control, se debe reemplazar el la targeta en menos 8 horas de lo contrario la subestacion podria sufrir un apagon total.	5	no se puede prevenir, manejo stock
Alarmas	3	Enviar una señal de alarma en caso de: -Falla AC -Falla rectificador -Alto/Bajo voltaje dc -Positivo/negativo a tierra -Bateria invertida	A	No envia señal de alarma	daño en la tarjeta de alarmas	Subita, aleatorio	Falla oculta, en caso de falla multiple la subestacion podria sufrir un apagon total. Se debe sustituir la tarjeta de alarmas	6	Prueba funcional
banco baterias	4	suministrar energia a los equipos de la subestacion a una tension de entre 90v-130v, durante un minimo de 8 horas	A	Incapaz de suministrar energia	puente desconetado por sulfatacion en los bornes	ciclos de carga y descarga	Se observa sulfatacion en los bornes, en caso de falla multiple la subestacion podria sufrir un apagon total.	1	Inspeccion Mto preventivo

HOJA DE TRABAJO RCM

Página 2 de 1

Realizó:

Coordinador:

Facilitador:

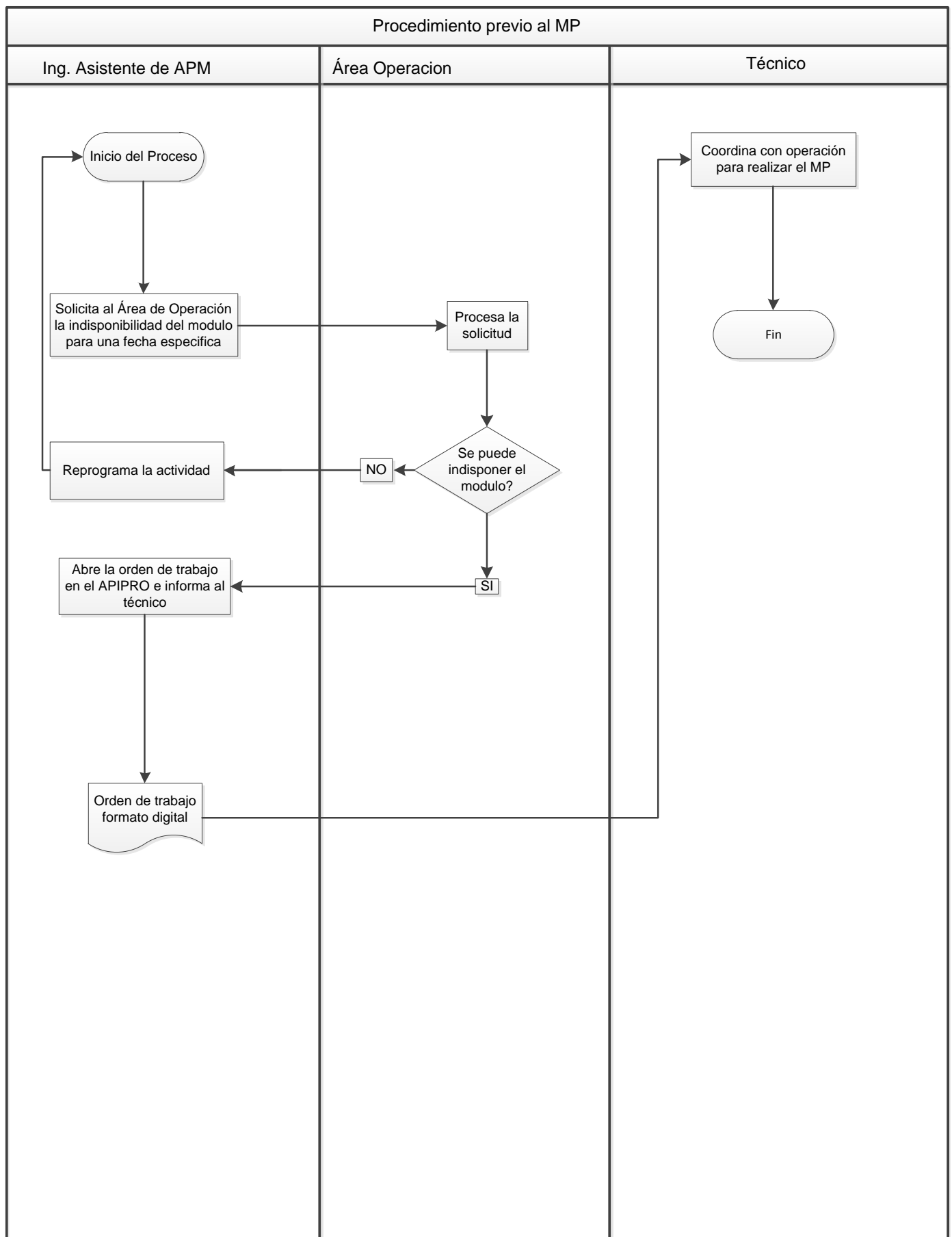
Fecha:

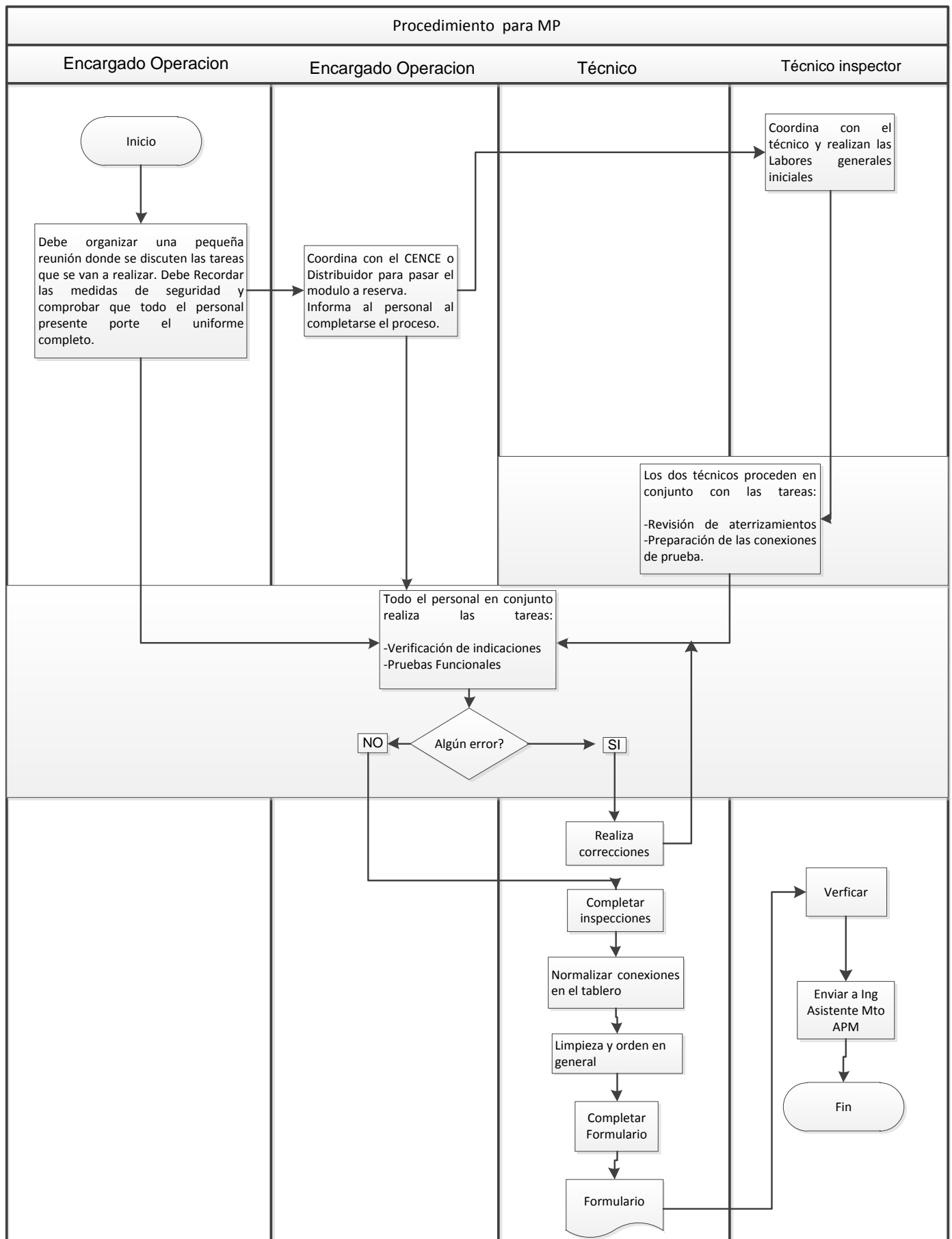
Modulo		Línea Distribución y transformador					
Subparte		Equipos de alimentación y respaldo de corriente CD.					
COMPONENTE	FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	Modo de Falla	CAUSA	EFFECTO	ACCIÓN PROACTIVA
banco baterias	4	suministrar energia a los equipos de la subestacion a una tension de entre 90v-130v, durante un minimo de 8 horas	B No suministra energia durante el minimo de 8 horas	celda descargada	fin ciclo de vida	Falla oculta, en caso de falla multiple la subestacion podria sufrir un apagon total. Se debe sustituir celda dañada	2 medicion de densidad
banco baterias	4	suministrar energia a los equipos de la subestacion a una tension de entre 90v-130v, durante un minimo de 8 horas	B No suministra energia durante el minimo de 8 horas	aumento del funcionamiento deseado	aumenta cantidad de equipos,	La carga de los equipos es mayor a la maxima permitida para que el respaldo dure 8 horas, en caso de falla multiple la subestacion podria sufrir un apagon total. Se debe hacer un rediseño del sistema para aumentar la capacidad de este.	1 Monitoreo de la carga
							4 Rediseño
banco baterias	4	suministrar energia a los equipos de la subestacion a una tension de entre 90v-130v, durante un minimo de 8 horas	B No suministra energia durante el minimo de 8 horas	capacidad decreciente	, bajo nivel de agua destilada	Falla oculta, en caso de falla multiple la subestacion podria sufrir un apagon total, para solucionarlo se debe rellenar las celdas con agua destilada	1 Inspeccion Mto preventivo

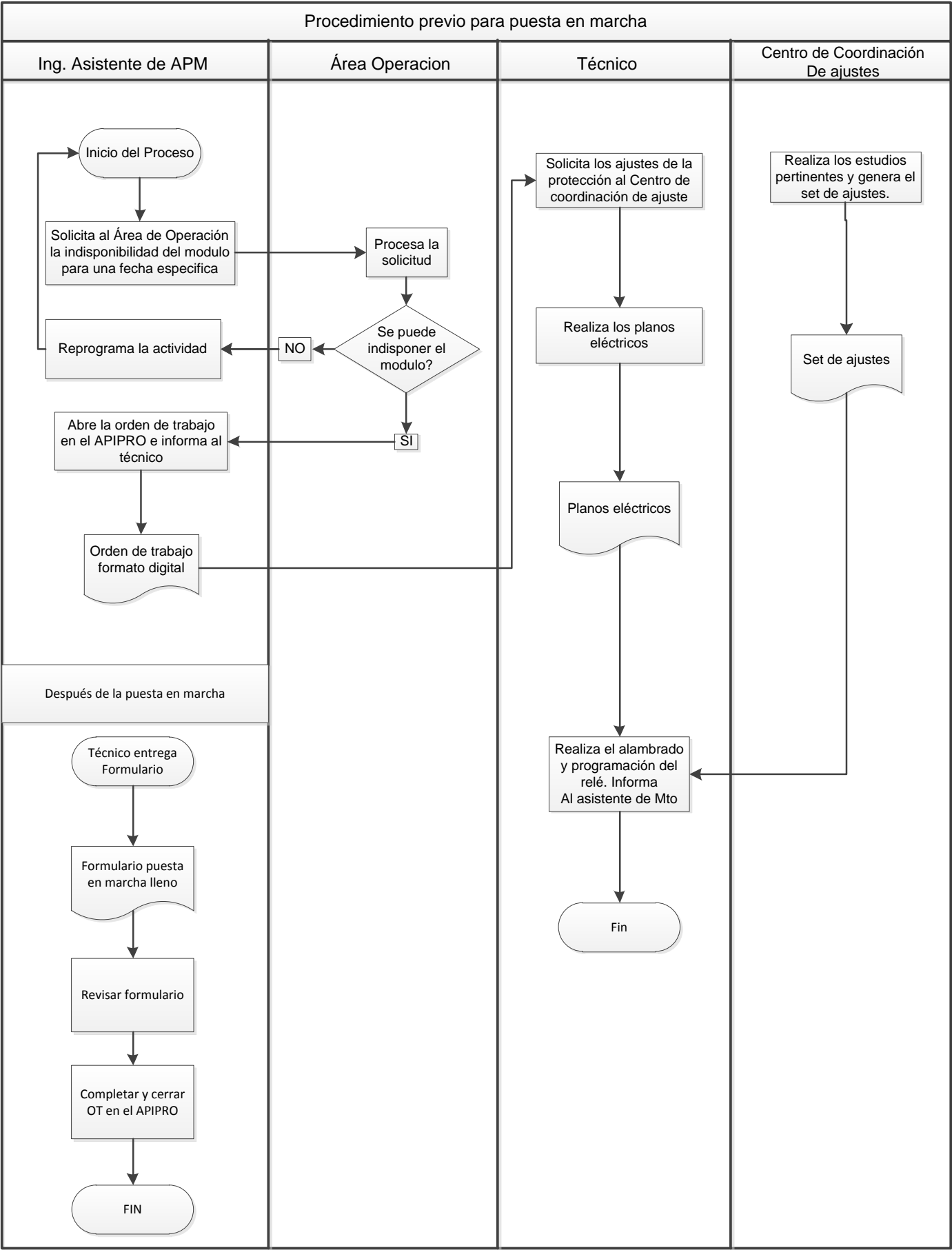
7.3 Manuales de mantenimiento

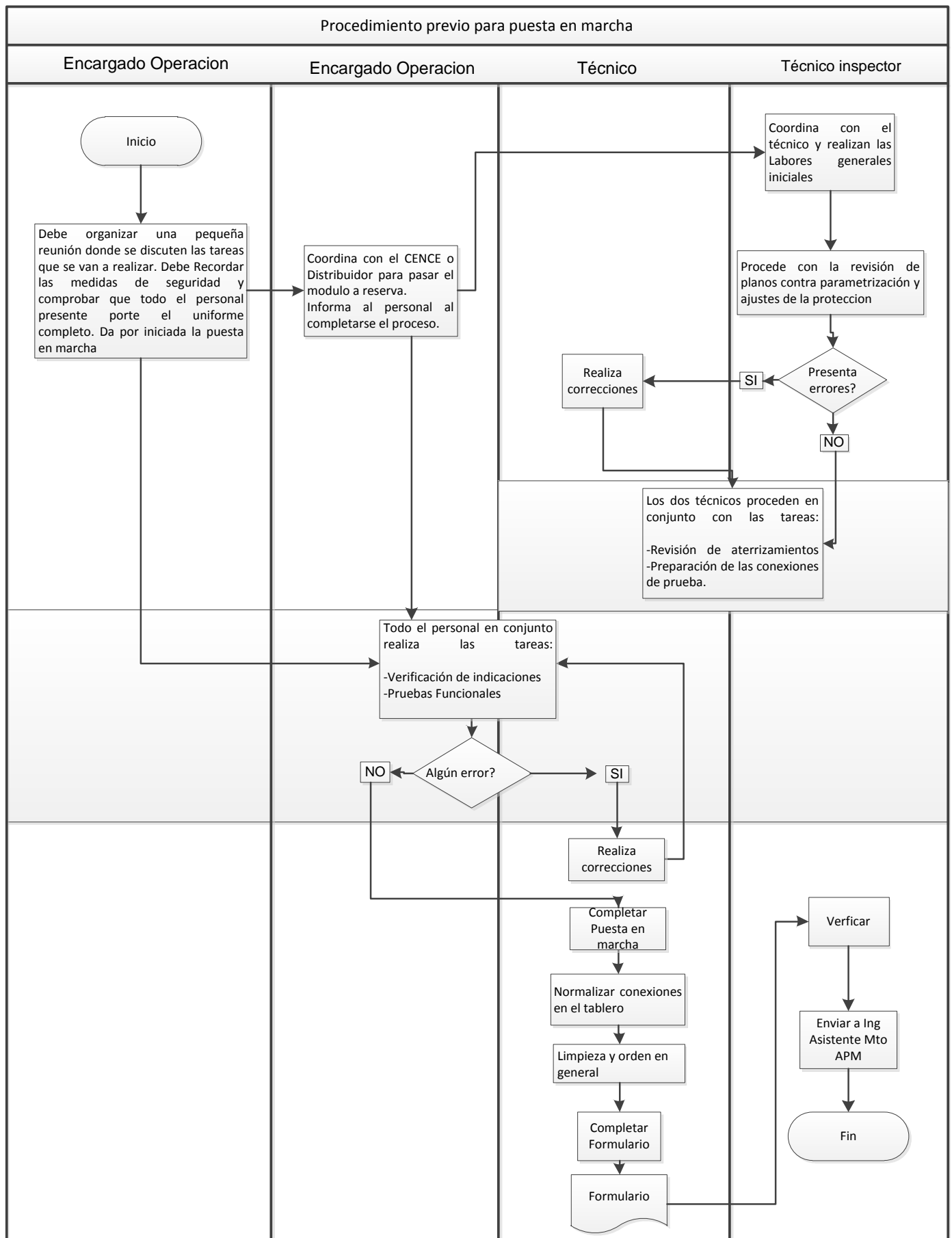
Se encuentra en la carpeta con el mismo nombre que se incluye en el CD

7.4 Flujogramas









8. anexo: Formación del archivo técnico

Se encuentra en la carpeta con el mismo nombre que se incluye en el CD

9. Anexo: Carta de entendimiento

Señores

Instituto Tecnológico de Costa Rica

Biblioteca José Figueres Ferrer

Yo Juan Diego Castaing Duron Carné 200830965 autorizo a la Biblioteca José Figueres del Instituto Tecnológico de Costa Rica disponer del Trabajo Final realizado por mi persona, con el título *“Mejora de la disponibilidad operacional de los equipos de protección de la red de transporte, mediante la implementación de un RCM”* para ser ubicado en el Repositorio institucional y Catálogo SIBITEC para ser accesado a través de la red Internet.

Firma_____

Cedula_____